EL ROL DEL GAS NATURAL EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

CHILE 2020-2050

FELIPE GIVOVICH

JORGE QUIROZ

KLAUS SCHMIDT-HEBBEL

EL ROL DEL GAS NATURAL EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

CHILE 2020-2050

FELIPE GIVOVICH

JORGE QUIROZ

KLAUS SCHMIDT-HEBBEL

El rol del gas natural en la transición energética

Chile 2020-2050

Felipe Givovich
Jorge Quiroz
Klaus Schmidt-Hebbel

EDICIONES
EL LIBERO

De la presente edición

El Líbero

EDICIONES

EL LIBERTO

Dirección de Publicaciones

Av. El Bosque Central 77 oficina 4

Las Condes, Santiago, Chile

Teléfono (56-2) 29066113

www.ellibero.cl

Inscripción Nº

ISBN edición impresa: 978-956-9981-16-6

ISBN edición digital: 978-956-9981-17-3

Primera edición de 1000 ejemplares, Abril de 2021

Diseño & diagramación: Huemul Estudio / www.huemulestudio.cl

Diagramación digital: ebooks Patagonia

www.ebookspatagonia.com

info@ebookspatagonia.com

El rol del gas natural en la transición energética

Chile 2020-2050

Felipe Givovich
Jorge Quiroz
Klaus Schmidt-Hebbel

Índice

Agradecimientos

Los autores agradecen a la Asociación de Gas Natural (AGN), sin cuyo respaldo este libro no habría sido posible. Agradecen en particular al Presidente Ejecutivo de la Asociación, señor Carlos Cortés Simon, por su diligencia organizativa, desde la concepción del estudio inicial hasta su culminación en el formato que el lector tiene en sus manos.

En el transcurso de este estudio, los autores se beneficiaron de múltiples comentarios y sugerencias por parte de diversos ejecutivos de las empresas que forman parte de AGN. A riesgo de omitir referencias a valiosas contribuciones, los autores desean reconocer, en particular, los comentarios que hicieran Sebastián Bernstein, Alfonso Salinas y Gustavo Schettini a una versión preliminar del presente texto. Asimismo, esta investigación se vio enriquecida por los comentarios recibidos en un seminario realizado con el Instituto de Ingenieros, el webinar organizado por la AGN en Santiago y en los seminarios realizados en Concepción (Cámara de la Producción y el Comercio Biobío), en Valparaíso (Asociación de Industriales de Valparaíso) y en Antofagasta (Asociación de Industriales de Antofagasta).

El estudio contiene diversos cálculos, desarrollo de modelos y simulaciones, a los cuales contribuyeron con su prolijo trabajo los economistas Fernando Araya y Matías Rojas, de Quiroz & Asociados.

Finalmente, y como es usual, las opiniones vertidas en este libro son de exclusiva responsabilidad de los autores y no reflejan necesariamente las opiniones de las entidades o personas aquí referidas.

Presentación

La ciencia indica que la única forma de contener el cambio climático es alcanzando la carbono neutralidad global antes del 2050. Actualmente, dos tercios de las emisiones mundiales de Gases de Efecto Invernadero (GEI) corresponden al sector energético, recayendo en este la gran responsabilidad de proponer soluciones al cambio climático y trabajar para que ellas sean realidad lo más pronto posible. Es nuestro compromiso con las futuras generaciones y más allá de cualquier cálculo, es lo correcto de hacer.

Por esta razón, como país hemos desarrollado un plan concreto y ambicioso. Como primer paso, hemos comprometido el retiro de todas las centrales de generación eléctrica a carbón antes del año 2040. Esto es sumamente desafiante en relación a otros países que se han abocado a retirar el carbón de sus matrices eléctricas, pues en el caso chileno, este combustible ha alcanzado casi el 40% de la generación a nivel nacional en los últimos años. Este proceso ya ha comenzado, habiéndose retirado del sistema eléctrico cinco centrales antes del 2021, y se contempla la salida de otras seis unidades antes del 2024, lo cual representará casi un 40% de las centrales a carbón del país.

Adicionalmente, debemos desarrollar al máximo nuestro potencial de energías renovables. Hace cinco años propusimos el objetivo de alcanzar un 70% de generación eléctrica con energías renovables al 2050, pero hoy nuestras proyecciones indican que podríamos alcanzar esos niveles al año 2030, es decir, veinte años antes. En este ámbito, aparece de forma estratégica el rol del gas natural para otorgar seguridad y flexibilidad a un sistema con cada vez mayor capacidad renovable.

Además de la necesidad de contar con una matriz de generación eléctrica limpia,

la electrificación de usos intensivos en energía es una enorme oportunidad de mitigación de emisiones de GEI, y es aquí donde entra con fuerza la electromovilidad, la eficiencia energética, la edificación sustentable y la electrificación de usos térmicos en la industria y la minería. Varias de estas medidas conllevan, además, importantes co-beneficios en pos del bienestar de las personas, pues su implementación reduce drásticamente la emisión de contaminantes locales, impactando positivamente en su salud.

Este estudio, que complementa la estrategia de carbono neutralidad presentada por el Gobierno de Chile, plantea que el gas natural es una manera para que Chile avance más rápido en las metas de reducción de emisiones, además de aportar a los problemas de contaminación local que enfrentan algunas comunas del país. El gas natural puede aportar en reducir las emisiones en Chile durante el período en que las tecnologías eléctricas aún no logran ser competitivas con las tecnologías tradicionales, y para ello se plantean algunas medidas que permiten aprovechar la infraestructura de gas existente en el país y aumentar su uso en transporte, industria y calefacción.

Asimismo, la industria del gas natural tiene una oportunidad única en la habilitación de la industria del hidrógeno verde en el país. Chile tiene condiciones inmejorables para el desarrollo de este energético y las empresas de gas natural tienen una posición ventajosa para ser los pioneros, pues tienen las capacidades técnicas, la infraestructura y la experiencia para desarrollas este energético.

Para finalizar, quisiera destacar la importancia de que el plan de carbono neutralidad es un plan nacional, y no de un gobierno en particular. Los esfuerzos se deben mantener en el tiempo, pues el cambio climático así también lo hará. En ese sentido, este estudio apunta en la dirección correcta, pues es el sector energético el responsable de plantear las soluciones que necesitamos para combatir el cambio climático. Seguiremos buscando los espacios que nos permitan avanzar más rápidamente hacia una matriz más limpia, económica y amigable con el medio ambiente y las comunidades locales. Las empresas de gas

natural tienen la oportunidad única de estar a la vanguardia del desarrollo carbono neutral del país, y no tengo dudas que este este libro de Felipe Givovich, Jorge Quiroz y Klaus Schmidt-Hebbel es un gran aporte para avanzar en esa dirección.

Juan Carlos Jobet

Biministro de Energía y Minería

Prólogo

El desafío de contar con una matriz energética “limpia” -menos intensiva en carbono- se ha planteado globalmente como una tarea crucial para el futuro de la civilización humana. Nuestro país, sumándose a este esfuerzo internacional, se ha propuesto ambiciosas metas conducentes a reducir considerablemente sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Desde luego, la declaración de metas requiere de un necesario complemento: identificar y evaluar rigurosamente las acciones que permitan un cumplimiento efectivo y a mínimo costo de las mismas. Ello permite evitar errores que podrían cometerse en el camino de la reducción de emisiones -como ya ha ocurrido en distintos lugares del mundo- y que al final del día perjudican tanto al medio ambiente como a las personas y al sistema productivo.

En este orden de ideas, el estudio realizado por los autores Klaus Schmidt-Hebbel, Jorge Quiroz y Felipe Givovich, cuyos resultados se presentan en este libro, es particularmente oportuno. Los autores, tomando como referencia las metas de reducción de emisiones de GEI que se ha propuesto nuestro país, identifican y evalúan rutas concretas de acción, sobre la base de un riguroso análisis económico, opinión técnica y revisión de casos.

Queremos poner de relieve una de sus conclusiones más trascendentales: Chile puede lograr significativos avances en la meta de reducción de sus emisiones de GEI, con mínimo o incluso sin costo fiscal. ¿Cómo lograrlo? Según los autores, la clave radica en el rol que el gas natural puede y debe jugar en el proceso de “transición energética”. Las propuestas, apalancadas sobre la base de una cuantiosa inversión ya desplegada, toman debida nota de la oportunidad que representan actualmente los bajos precios internacionales del gas natural, que es

el recurso fósil menos contaminante. De ahí el rol que el gas natural tiene en el proceso de “transición energética” al que se refieren los autores.

En la Asociación de Gas Natural (AGN) nos anima el firme convencimiento de que el gas natural es, efectivamente, parte integral de la solución global para que nuestro país avance firme hacia la descarbonización eficiente de su matriz, con beneficios medioambientales, económicos y sociales. Esta convicción nos ha acompañado a lo largo de la historia de nuestro sector, comprendiendo momentos y coyunturas muy diferentes en las últimas décadas.

Para relevar el rol que ha jugado hasta ahora el gas natural en Chile, cabe recordar, primero, su llegada a fines de la década de 1990. Este hito desencadenó grandes inversiones en infraestructura, que produjeron positivos e indiscutibles efectos a nivel de emisiones y de productividad en nuestra economía, contribuyendo así a los elevados niveles de crecimiento económico y desarrollo social que marcaron dichos años.

Luego vivimos como industria un cambio completo en nuestra forma de acceder a este recurso, con la construcción y operación –en virtud de importantes alianzas público-privadas– de terminales de Gas Natural Licuado (GNL), que dieron un nuevo impulso al sector, diversificando sus fuentes de origen y proyectando una expansión de sus redes por distintos lugares de Chile, donde los atributos del gas natural (disponibilidad, menor huella de CO2 y competitividad) pudieron desplegarse adecuadamente en beneficio de las personas, los hogares y las empresas.

Hoy ya estamos en una nueva era. Una marcada por el retiro del carbón y los combustibles líquidos, y por la transición energética que recorreremos durante las próximas tres décadas. La industria chilena del gas natural está preparada para abordar el desafío, abriéndose a las evoluciones tecnológicas que incluso podrá complementar, como ya lo hace con la producción renovable de electricidad y en el futuro podría hacer con el hidrógeno verde.

Nuestra Asociación está también plenamente dispuesta a colaborar, contribuyendo con conocimiento experto para que las autoridades tomen decisiones basadas en evidencia y luego, a través del diseño de políticas públicas, puedan promover las opciones energéticas que nos encaminen hacia un futuro descarbonizado, pero a la vez eficiente y con suministro seguro. El libro que el lector tiene en sus manos se inscribe en este propósito de colaboración a un debate público informado.

Por lo mismo, no nos queda más que agradecer a sus autores, Klaus Schmidt-Hebbel, Jorge Quiroz y Felipe Givovich, quienes desde una mirada técnica, objetiva y rigurosa hoy permiten visibilizar de manera mucho más nítida el rol que el gas natural puede jugar en este trascendental período de nuestra historia.

Carlos Cortés Simon, Presidente Ejecutivo

Gustavo Schettini, Presidente del Directorio

Asociación de Gas Natural

Introducción

El Calentamiento Global

En las últimas décadas, la temperatura promedio mundial se ha incrementado de manera sostenida, hecho que se relaciona fuertemente con el aumento de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). La relación causal de la segunda sobre la primera ha sido extensamente documentada en la literatura científica[1]. La dimensión actual del calentamiento global se estima en 1,1°C respecto a los registros históricos anteriores a la revolución industrial, de acuerdo a las predicciones más recientes del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés). De continuar creciendo las emisiones de GEI al ritmo exhibido en los últimos 50 años, el incremento de temperatura de la tierra podría exceder los 1,5°C en 2030[2].

Se estima que un calentamiento global de entre 1,5ºC y 2°C generaría, entre otros efectos, incrementos en la temperatura media en la mayoría de las regiones y océanos, aumentos de frecuencia y magnitud en los eventos de calor extremo, aumento en el nivel del mar y mayor inestabilidad climática, con mayor probabilidad de eventos extremos con efectos adversos masivos sobre la población del mundo[3]. Se prevé que estos efectos serán aún mayores si el calentamiento global supera los 2°C, los que intensificarían la ya significativa pérdida de la biodiversidad del planeta, poniendo incluso en riesgo, eventualmente, la propia supervivencia de la especie humana[4].

Acuerdos Internacionales y Metas

Dado que abordar este complejo problema supone la cooperación entre países, se han suscrito diversos compromisos internacionales que han tenido por objetivo contener el calentamiento global. El más importante de dichos compromisos es el Acuerdo de París (COP 21), del cual Chile fue uno de los 197 países signatarios. El acuerdo referido establece metas a largo plazo para limitar las emisiones de GEI y compromete a nuestro país, aunque de modo no vinculante y bajo ciertas condiciones, a lograr exigentes metas de reducción de GEI a largo plazo.

Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

Los avances tecnológicos logrados por la generación eléctrica renovable no convencional, particularmente la eólica y solar, sugieren que las metas de reducción de GEI son factibles. En efecto, la generación fotovoltaica y eólica son actualmente las de menor costo total de largo plazo, lo que ha llevado a proyectos basados en estas tecnologías a adjudicarse licitaciones de suministro a precios sustancialmente inferiores a los que habrían permitido proyectos basados en energías convencionales.[5] Durante los últimos años se han instalado en el mundo un total de 1.398 GW de generación en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y más de 7 millones de automóviles y buses eléctricos han comenzado a circular por las calles del mundo. Aunque la penetración de ambas tecnologías es aún incipiente (13% de la matriz de generación y sólo un 0,5% del parque automotriz), todos los antecedentes disponibles indican que se trata del inicio de un cambio tecnológico mayor que conducirá a matrices energéticas y sistemas de transporte eficientes y limpios en un plazo relativamente breve. Considerando el cambio climático y sus consecuencias para la vida y la economía mundial, continuar impulsando esta transformación resulta necesario y urgente.

Desafíos Pendientes: Intermitencia y Almacenamiento

No obstante lo anterior, estas tecnologías aún enfrentan barreras técnico-económicas para su expansión universal, a saber, su intermitencia y el elevado costo que representa en la actualidad el almacenamiento de energía. Ambos factores han impedido que la energía solar y eólica representen una alternativa económicamente viable para surtir necesidades estables (especialmente nocturnas), lo que en la práctica limita su participación en los sistemas eléctricos a la capacidad de respaldo que estos tienen, basada aún en energía convencional. Como resulta evidente, una solución competitiva para el almacenamiento de energía es la clave, toda vez que con ella se lograría superar la debilidad de la generación intermitente, propia de las ERNC como se conocen hoy.

El almacenamiento de energía también tiene repercusiones en el sector transporte. A pesar de que el desarrollo tecnológico y las escalas de producción han reducido el costo de las baterías, su precio es aún muy elevado para permitir su masificación. Por ello, el despliegue de la electromovilidad se encuentra actualmente acotado a nichos de lujo, flotas de transporte de pasajeros (especialmente taxis) y, aún muy incipientemente, al mercado del transporte público en buses.

Afortunadamente, sobre la madurez técnico-económica en el almacenamiento de energía, las posibles sendas de cambio tecnológico son amplias: no se trata de una apuesta por un único tipo de desarrollo. En el caso de la generación, las opciones van desde baterías y centrales hidroeléctricas reversibles hasta concentradores solares. En el caso de la electromovilidad, los desarrollos posibles comprenden distintos tipos de baterías de litio, además del desarrollo del mercado del hidrógeno.

En cuanto a fechas tentativas, se ha indicado que la electromovilidad podría alcanzar costos comparables con los que representan las alternativas

tradicionales en algún punto hacia finales de la década actual. En el caso del almacenamiento de energía eléctrica que se distribuye en redes, la madurez técnico-económica sería posterior, en algún punto entre 2030 y 2040[6]. Ambos desarrollos son fundamentales para el cumplimiento último de las metas de reducción de GEI antes referidas, toda vez que la adopción universal de ERNC en generación eléctrica así como la adopción universal en electromovilidad requiere de un salto competitivo en los costos de almacenamiento de energía en uno y otro caso.

Esta dinámica, que nos entrega un horizonte factible para el cambio definitivo de la matriz energética global, nos plantea entonces un período de transición que se podría extender por 10 o 20 años. Durante este tiempo se continuará desplegando la ERNC en generación así como la electromovilidad, debiendo coexistir sin embargo con las soluciones convencionales que hasta ahora predominan, mientras no se superen del todo los desafíos pendientes de intermitencia y de almacenamiento de energía a costos competitivos.

El Caso de Chile

Nuestro país, por sus condiciones naturales —entre las que se cuenta una de las radiaciones solares más altas del mundo—, así como por su apertura económica y su sistema de asignación de recursos basado en el mercado, destaca como uno de los países que con más éxito ha incorporado estas nuevas tecnologías. Así, en 2020, las ERNC representaron un 25,4% de la matriz de energía y un 22% de la generación, convirtiendo a Chile en uno de los países con mayor penetración de este tipo de tecnologías[7]. En el caso de la electromovilidad, aunque el rezago es mayor, resulta destacable la reciente introducción de más de 676 buses eléctricos en el Transantiago (actual RED), lo que constituye la mayor flota de buses eléctricos en Latinoamérica.

Así las cosas, Chile, en un grupo de países de avanzada en esta materia, está también en un proceso de modificación de su matriz de generación y transporte, sustituyendo paulatinamente a las fuentes tradicionales, responsables principales de las emisiones de GEI, por las ERNC. Como en el resto del mundo, sin embargo, la dinámica de esta transformación -cuán veloz o lenta sea- se verá influida por la velocidad del desarrollo del almacenamiento de energía a costos competitivos; hay relativa claridad en el equilibrio final, de aquí a 10-20 años más, pero es más incierto a qué velocidad ocurrirá la transición.

El Desafío de la Transición

Lo señalado plantea una pregunta: ¿Hay espacio para avanzar más rápidamente en las metas de reducción de emisión de GEI, sin ingentes esfuerzos fiscales, como no sea sencillamente "esperar" a que la tecnología de almacenamiento de energía alcance costos competitivos? Este estudio responde a la pregunta afirmativamente. En efecto, según se mostrará a lo largo del documento, Chile puede lograr significativos avances en la reducción de sus emisiones de GEI, adicionales a las ya logradas, con mínimo o incluso sin costo fiscal, aún antes que la tecnología de almacenamiento de energía alcance costos competitivos. La clave radica en el rol que el Gas Natural (GN) puede jugar en este proceso.

El Rol del Gas Natural

Para entender la oportunidad que representa el gas natural en la transición energética, debe señalarse, como primer antecedente, que Chile tuvo un desarrollo de enorme relevancia en su sector de GN entre los años 1998 y 2004, periodo en el cual nuestro país tuvo acceso a gas a bajo costo proveniente de Argentina. Durante dichos años se construyeron 4 gasoductos, sumándose cerca de 3.744 MW de capacidad instalada al sistema de generación eléctrica, la que

hoy da cuenta de un 15% del sistema eléctrico nacional (SEN)[8]. Asimismo, cubriendo ocho ciudades del país, se desplegó una red de 5.100 kms de transmisión de gas, susceptible de atender a los sectores residenciales e industriales de las referidas ciudades. Posteriormente, y con motivo de las restricciones en los envíos de gas argentino, se construyeron dos puertos gasíferos: el de Quintero (en operación desde 2009) y el de Mejillones (desde 2010), con capacidades de regasificación de 15 y 5,5 millones de m^3 al día, respectivamente, lo que ha permitido acceder al mercado internacional del Gas Natural Licuado (GNL), aunque el despacho de las centrales eléctricas a gas disminuyó significativamente porque sus costos variables comenzaron a superar sistemáticamente a los del carbón. También, aunque a menor ritmo, se continuó expandiendo la red de distribución de gas, la que hoy se estima alcanza unos 8.853 kms. Además, se han construido 16 centrales de generación en base a GN. Con todo, las inversiones existentes dan cuenta de unos US$12.000 millones en costo hundido[9].

Como segundo antecedente, debe consignarse lo ocurrido en el último tiempo en el mercado internacional del GNL, que indica que el GN volverá a ser competitivo como fuente de generación de energía eléctrica, al menos en lo que a costo variable se refiere, y probablemente recuperará también su competitividad en otros usos.

En efecto, a partir de la masificación en la extracción del gas de esquisto o shale gas, el mercado del GN ha experimentado un ciclo de expansión global, permitiendo que el combustible mejore radicalmente su competitividad respecto a otras alternativas. Este ciclo comenzó con la explotación masiva en Estados Unidos a partir del año 2007, condición que permitió que dicho país pasara en 2017 de ser importador a exportador neto de GN[10]. En unos pocos años la oferta de Estados Unidos se multiplicó por 4, lo que generó una caída abrupta de los precios de su mercado interno. Ello indujo a reconvertir los puertos de regasificación, diseñados originalmente para la importación del combustible, a facilidades de licuefacción, lo que aumentó la oferta de GNL a nivel global.

A partir del incremento en la oferta global de GNL, los mercados se han profundizado y han incorporado niveles crecientes de flexibilidad. Por otra parte, los contratos han acortado y flexibilizado sus términos, permitiendo que los clientes puedan optar por arreglos en mejores condiciones generales.

Este cambio estructural en el mercado ha permitido que en el año 2020 el valor promedio del GN en Estados Unidos se encuentre incluso por debajo de los US$2,5 el millón de BTU (MMBTU) (mínimo en 4 años). En cuanto al precio observado en el resto de los mercados internacionales de importación, la información disponible da cuenta de una reducción sustancial con niveles de largo plazo a pesar de las volatilidades estacionales normales.

Todo lo anterior hace prever que las condiciones externas son consistentes con una reducción acentuada en el precio de largo plazo del GNL internado a través de los puertos de Quintero y Mejillones. La importancia de esta reducción es de enorme significancia. A modo de referencia, si el precio del GN importado a través de Mejillones se ubica en el futuro en torno a los US$4/MMBTU, y se consideran costos de regasificación y transporte de US$1,5/MMBTU, entonces el precio del GN en una central de ciclo combinado podría permitir un costo variable de US$42/MWh, cifra que sería inferior al costo variable de una carbonera de mediana eficiencia como Cochrane (US$46/MWh).

La perspectiva de menor precio internacional se acentúa aún más si se considera la oferta potencial del mercado argentino, particularmente la que se podría derivar de la explotación masiva de Vaca Muerta. Este yacimiento de shale oil y shale gas, está ubicado en la provincia de Neuquén en Argentina, con recursos estimados en 16 mil millones de barriles de petróleo y 308 billones de pies cúbicos de gas, lo que da cuenta de un 5% y 4% de las reservas mundiales estimadas, respectivamente[11]. Vaca Muerta inició su producción industrial hace apenas 4 años y ha permitido que Argentina vuelva a ser un exportador neto de energía.

Aunque la actividad aún es incipiente, la producción en dicho país ha permitido el regreso del GN argentino a Chile, a partir del uso de la infraestructura instalada en los años 90. Hasta el momento, la oferta de GN se ha concentrado en los períodos de primavera y otoño (en que la demanda argentina es menor), permitiendo que el país tenga ventanas de oportunidad con precios incluso inferiores a US$4/MMBTU.

Cabe señalar que esta expansión en la oferta de GN argentino difiere sustancialmente de la que existía a fines de la década de los 90. Actualmente, la oferta depende de la explotación de shale, recurso que, a diferencia de los yacimientos tradicionales de petróleo y gas, se encuentra sujeto a menores riesgos de exploración y explotación. Ello, porque en el caso del shale gas, los ciclos de inversión y rentabilidad son relativamente cortos, lo que reduce el riesgo regulatorio y de expropiación dada la más rápida y elástica contracción potencial de la oferta ante tributos o regulación expropiatoria. Si a ello se suma la masividad de los recursos involucrados (que superan en más de 100 veces la demanda anual argentina), se tiene que el escenario actual es mucho más favorable para generar una oferta sustentable y creíble en el tiempo.

Finalmente, hoy, a diferencia de ayer, no es necesario hacer una apuesta por Argentina que involucre riesgos mayores. Los gasoductos, los puertos de regasificación, las plantas de generación en base a GN y las redes internas ya se encuentran desplegados. Ello permite hacer un uso de oportunidad del GN argentino, sin que ello represente un riesgo de largo plazo, porque se cuenta con los puertos de regasificación de Mejillones y Quintero, en caso de nuevos cortes de suministro trasandino. Asimismo, los mercados internacionales también se han hecho más profundos y hoy permiten condiciones de contratación más flexibles con proveedores de GN distintos a Argentina.

Todo lo anterior indica que en el mediano plazo el precio de importación del GN se podría reducir sustancialmente, alcanzando valores en torno a US$5/MMBTU en el mercado local[12], lo que tiene implicancias directas en la competitividad del GN con el carbón y el resto de los combustibles fósiles, modificando el orden de

despacho en el sector eléctrico.

Atendidos estos antecedentes, no debiera sorprender en absoluto el rol preponderante que puede jugar el GN en la transición energética. Chile ya tiene las inversiones hechas, son un “costo hundido”, por lo cual un uso más intensivo de GN no conlleva un gasto de capital (CAPEX) significativo. Es la conjunción de inversiones ya hechas con la baja estructural de precio del GN lo que permite, sin mayores costos fiscales, un rol clave para el GN en el proceso de transición[13].

Costo de Abatimiento. Una consecuencia directa de lo anterior es la extremadamente ventajosa relación costo de abatimiento que tiene el GN vis a vis otras opciones que tengan también similar objetivo de reducir la emisión de GEI en el periodo de transición energética. Por ejemplo, según nuestras estimaciones, a un precio de US$5,5/MMBTU podría ocurrir una sustitución muy relevante de despacho de centrales a carbón por centrales de ciclo combinado, las cuales emiten 50% menos de dióxido de carbono (CO2), el GEI más relevante, que las primeras. Y ello podría ocurrir sin costo fiscal, ya que las inversiones están hechas: el cambio en el despacho de las centrales ocurriría producto de la propia operación del sistema eléctrico que, correctamente, ordena los despachos según costo variable. Tenemos así un impacto de significancia que podría ocurrir sin costo alguno, y por lo mismo, sin efecto fiscal. Ello no es sinónimo de que no se requiera de determinadas políticas públicas para facilitar dicho cambio; en particular, será relevante, por ejemplo, que las normas de pago por servicios de respaldo no discriminen a favor de las centrales a carbón sobre las que operan sobre la base de GN. Con todo, en el documento se calculan ratios de costos de abatimiento bajo supuestos alternativos, de precios algo superiores a los US$5,5/MMBTU ya referidos. Ello, para eventuales efectos comparativos con otras opciones. Asimismo, en aquellos sectores donde podría no bastar la ventaja de precios por sí sola, se hace referencia a políticas específicas que podrían ser implementadas y, en caso de tener costos fiscales, se sugieren otras medidas fiscales compensatorias de modo de mantener fiscalmente neutras el conjunto de propuestas que se plantean.

Contaminantes de Efecto Local. La contribución del GN no se agota en su rol para reducir los GEI. También contribuye a la reducción de importantes contaminantes de efecto local, los que si bien pueden tener una importancia menor en cuanto a GEI, sí tienen extrema relevancia en términos de otros objetivos ambientales que afectan directamente la salud y calidad de vida de la población circundante. De hecho, estos últimos son de tal importancia en ciertos sectores, como el de calefacción -gas versus leña-, que se ha extendido al análisis a los mismos en razón de dicho mérito.

Objetivos del Libro

Atendido todo lo anterior, el objetivo de este libro es analizar la contribución que podría hacer el GN en el proceso de transición energética de Chile, tanto en lo que respecta a la reducción de GEI como en lo que dice relación con la reducción de contaminantes de efecto local. Desde ambas perspectivas, el estudio cubre los sectores de generación eléctrica, el industrial, el de calefacción y el de transporte. Tratándose de las emisiones de GEI, allí donde ellas son especialmente relevantes, se proveen estimaciones de costo de abatimiento para distintos niveles de precio del GN, constituyendo siempre, en todo caso, nuestro escenario base aquel con un precio de US$5,5/MMBTU, puesto en central. Allí donde fue pertinente, se identificaron políticas que podrían coadyuvar a potenciar el rol del GN, y allí donde las mismas pudieran significar un costo fiscal, se propusieron medidas fiscales compensatorias.

Tomadas en su conjunto, todas estas políticas están enfocadas en las oportunidades que ofrece el GN para sustituir, en este período de transición, a otros combustibles fósiles más contaminantes. Al respecto cabe destacar que en el caso del sector Generación, como se ha dicho, el GN contamina, en términos de CO_2, menos de la mitad que el carbón y un tercio que el diésel. En el caso del transporte, las diferencias también son sustanciales respecto del diésel, permitiendo en este caso una reducción de las emisiones de CO_2, óxido de nitrógeno (NO_x) y material particulado (MP). Estos últimos contaminantes,

aunque menos importantes en términos de GEI, generan significativos daños a la salud de la población local. En el sector industrial, los aportes del GN más relevantes tienen que ver con la sustitución del diésel en los grandes camiones mineros y con una profundización del rol que puede jugar en los procesos industriales; esto último, a partir de la sustitución de combustibles más contaminantes como el petróleo N°6 (FO6). En estos casos, los impactos de la sustitución de combustibles contaminantes como el diésel y FO6 se extienden también a los contaminantes locales, en especial en las emisiones de MP y NOx, que afectan directamente a la población expuesta en términos de salud y calidad de vida.

Sintetizando, las medidas propuestas contribuyen a: i) reducir las emisiones de GEI y cumplir un porcentaje muy relevante de los compromisos que Chile ha adquirido frente a la comunidad internacional, y ii) reducir los problemas de contaminación local que enfrentan comunas como Mejillones, Coronel y Puchuncaví, y a buena parte de las ciudades del centro-sur de Chile.

Organización del Libro

El libro se organiza como sigue:

El Capítulo 1 resume los principales compromisos de Chile en materia de emisiones, concluyéndose que se requiere de esfuerzos adicionales durante el período de transición para dar cumplimiento a los mismos.

El Capítulo 2 caracteriza las emisiones del país, identificando a los subsectores de la generación eléctrica e industrial como los principales sectores en los que el GN podría jugar un rol importante en la reducción de GEI durante el período de

transición. Asimismo, se identifican a la calefacción residencial y al transporte como sectores en los que el GN tiene potencialidades importantes para reducir las emisiones de contaminantes locales.

Por su parte, el Capítulo 3 profundiza acerca del rol que puede jugar el GN en la descarbonización de la matriz de generación eléctrica, presentándose los resultados de simulaciones estáticas y dinámicas, que se basan en distintos escenarios futuros, proveyéndose además estimaciones de costo de abatimiento para precios del GN superiores a los del escenario base. Además, se incluyen recomendaciones de política pública para incentivar la reducción de emisiones en el sector de generación eléctrica sin costo social (privado ni público).

El Capítulo 4 caracteriza las emisiones del sector industrial, presentando el rol que podría tener el GN como reemplazo del diésel para mitigar los GEI provenientes de la minería del cobre, principal contribuyente en materia de emisiones del sector.

El Capítulo 5 describe y analiza el rol que podría asumir el GN en el sector calefacción en reemplazo de la leña, cuantificando la reducción de emisiones de alcance local que se podrían alcanzar a partir de un programa de recambio de calefactores.

Por otra parte, el Capítulo 6 explora el rol que podría jugar el gas natural en el transporte de pasajeros y cabotaje marítimo; en este caso, los impactos se encuentran asociados tanto a GEI como a contaminación de alcance local.

Finalmente, se proponen medidas y se indican sus beneficios en la reducción de gases de efecto invernadero y contaminación local.

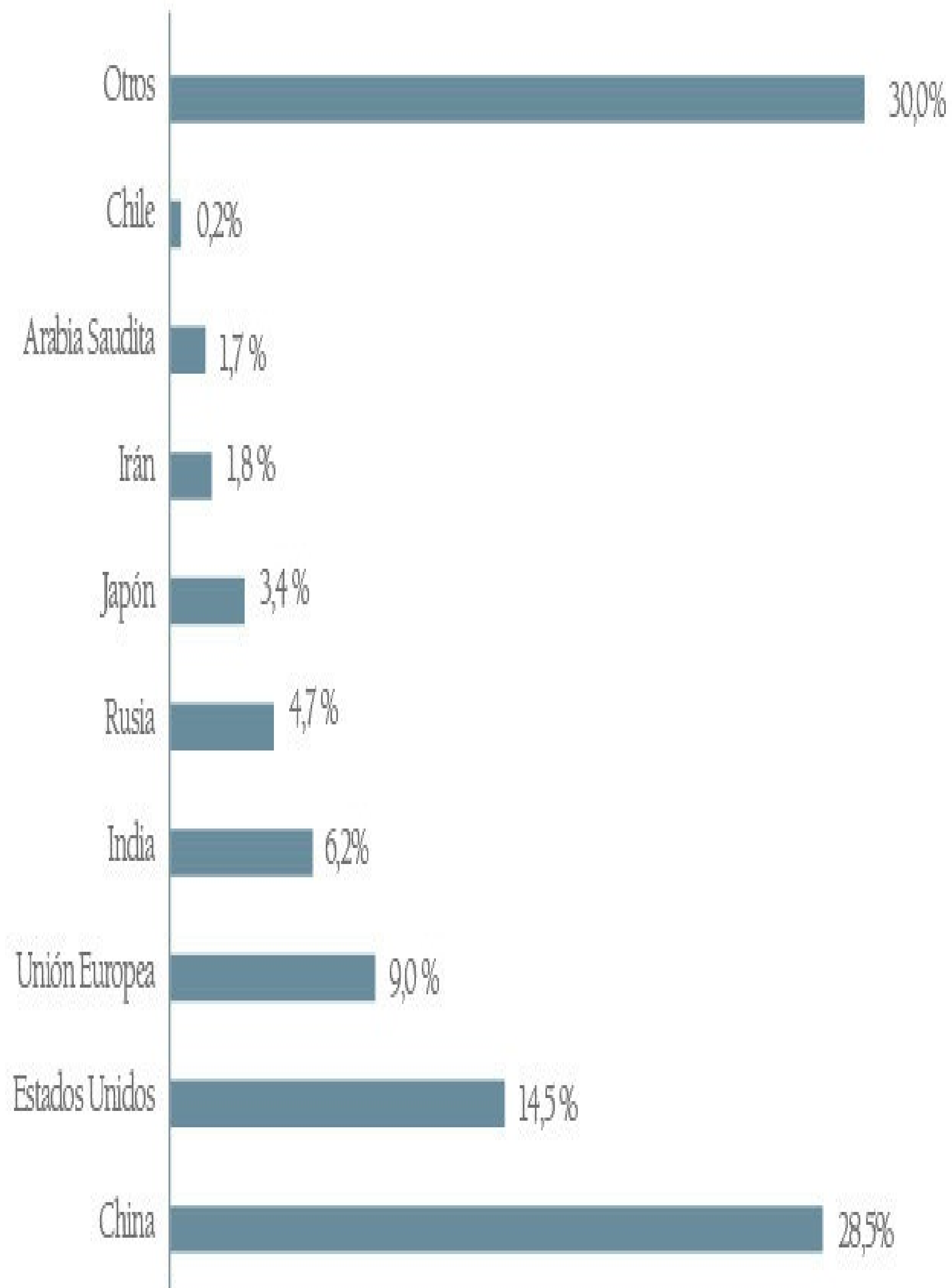
Capítulo 1

Compromisos de Chile en la disminución de Gases de Efecto Invernadero

El acuerdo internacional más importante en materia de compromisos para reducir los GEI es el de París. El mismo, si bien es de carácter no vinculante, destaca por ser el primer pacto internacional en materia climática suscrito por 197 países. Este acuerdo vino a sustituir el Protocolo de Kioto (1992), en el que, a diferencia del Acuerdo de París, sólo los países industrializados se comprometían a reducir sus emisiones.

Dicho esto, cabe señalar que las emisiones de GEI se encuentran altamente concentradas en unos pocos países. En la Figura 1 se observa que China, Estados Unidos y la Unión Europea dan cuenta de manera conjunta del 52% de las emisiones globales de CO2. A modo de contexto, las emisiones de Chile dan cuenta de sólo el 0,2% del total global[14].

Figura 1: Emisiones de CO2 por país (%), 2014



Otros
30,0%
Chile
0,2%
Arabia Saudita
1,7 %
Irán
1,8 %
Japón
3,4 %
Rusia
4,7 %
India
6,2%
Unión Europea
9,0 %
Estados Unidos
14,5 %
China
28,5%

Fuente: Elaboración propia a partir de información del Banco Mundial.

Nota: Corresponde a los 8 primeros países con más alta emisión de CO_2, a los que se agrega Chile para efectos comparativos.

Un aspecto central del Acuerdo de París fue la creación de las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés), correspondientes a los compromisos de cada país en sus esfuerzos por reducir sus emisiones nacionales y por adaptarse al cambio climático. Así, en el año 2015, los países firmantes del Acuerdo de París presentaron la primera versión de sus NDC, comprometiéndose a actualizarlos de manera quinquenal, con metas más ambiciosas en lo posible.

El 2015 Chile presentó su primer NDC, en el que se comprometió, en el marco de la meta mundial de lograr la neutralidad de las emisiones al 2050, a lo siguiente (el destacado es nuestro)[15]:

a) Al 2030, reducir sus emisiones de CO_2 por unidad de PIB en un 30% con respecto al nivel alcanzado en 2007, considerando un crecimiento económico futuro que le permita implementar las medidas adecuadas para alcanzar este compromiso.

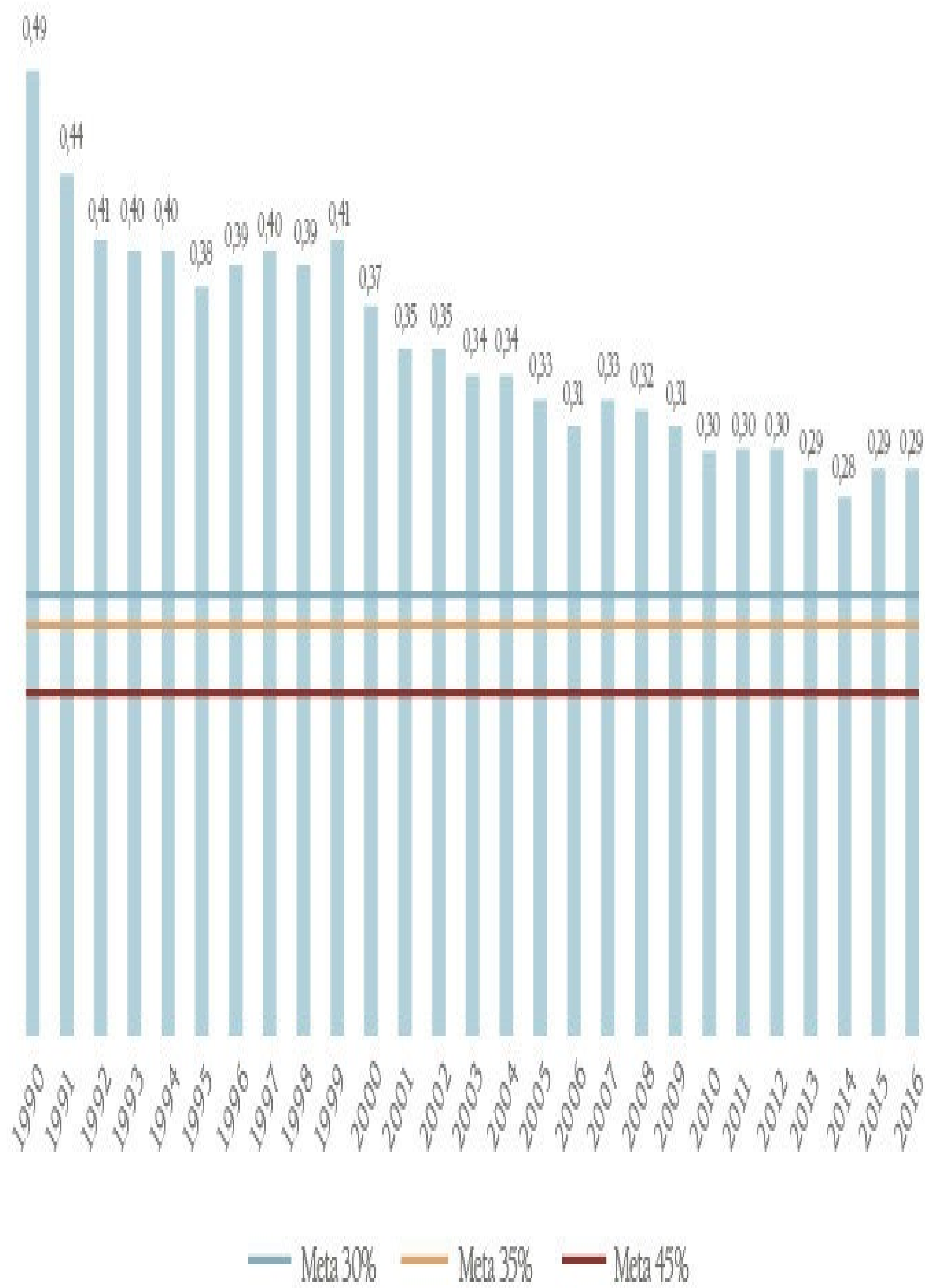
b) Adicionalmente, y condicionado a la obtención de aportes monetarios internacionales, el país se compromete al 2030 a aumentar su reducción de emisiones de CO_2 por unidad de PIB hasta alcanzar una disminución entre 35% y 45% con respecto al nivel alcanzado en 2007, considerando, a la vez, un crecimiento económico futuro que le permita implementar las medidas adecuadas para alcanzar este compromiso.

c) Manejo sustentable y recuperación de 100.000 hectáreas de bosque, principalmente nativo, que representará capturas y reducción de GEI en alrededor de 600.000 toneladas de CO_2 eq anuales, a partir del 2030. Este compromiso está condicionado a la aprobación de modificaciones de la Ley sobre Recuperación de Bosque Nativo y Fomento Forestal.

d) Forestar 100.000 hectáreas, en su mayoría con especies nativas, que representarán capturas de entre 900.000 y 1.200.000 toneladas de CO_2 eq anuales, a partir del 2030. Este compromiso está condicionado a la prórroga del Decreto Ley 701 y a la aprobación de una nueva Ley de Fomento Forestal.

En lo que concierne a la reducción de emisiones por unidad de PIB (letra a), los datos históricos muestran una disminución de cerca de 8% de las emisiones por unidad de PIB desde el año 2007, quedando pendiente una reducción adicional de 22% para dar cumplimiento a la meta. Si además se desease cumplir con el compromiso condicional sujeto a ayuda internacional (letra b), se requeriría reducir las emisiones unitarias entre un 28% a un 39% respecto a los niveles de 2016, que es el año con los últimos datos oficiales disponibles.

Figura 2: Emisiones nacionales de GEI por unidad de PIB (kg de CO_2 eq por US$1.000), 1990-2016



0,49
0,44
0,41
0,40
0,40
0,38
0,39
0,40
0,39
0,41
0,37
0,35
0,35
0,34
0,34
0,33
0,31
0,33
0,32
0,31
0,30
0,30
0,30
0,29
0,28
0,29
0,29
1990
1991
1992
1993
1994
1995
1996
1997
1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
Meta 30%
Meta 35%
Meta 45%

Fuente: Elaboración propia a partir de información de la OECD.

Conforme a lo establecido en el Acuerdo de París, los países debían entregar la primera actualización de sus NDC antes de marzo del 2020. Al respecto, y en el marco de la COP 25, Chile se comprometió, junto a 72 países, a fijarse metas más ambiciosas en su nuevo NDC y seguir trabajando para lograr la neutralidad de las emisiones netas de GEI (emisión neta cero) hacia el año 2050. De acuerdo a lo señalado en el documento final de la COP 25, la reducción del 30% de las emisiones comprometidas en el NDC del 2015 se concretaría antes de 2030, razón que ha motivado a las autoridades a establecer metas adicionales para dar cumplimiento al objetivo de neutralidad al año 2050.

En concreto, con el nuevo NDC aprobado, Chile asumió los siguientes compromisos adicionales[16] [17]:

a) Un presupuesto de emisiones de GEI de 1.100 millones de toneladas métricas de CO2 eq (MMtCO2eq) entre el 2020 y 2030, con un máximo de emisiones (peak) de GEI al 2025, y a alcanzar un nivel de emisiones anuales de GEI de 95 MMtCO2eq al 2030[18].

b) Manejo sustentable y recuperación de 200.000 hectáreas de bosques nativos, que representará capturas de GEI en alrededor de 0,9 a 1,2 MMtCO2eq anuales, al año 2030.

c) Forestar 200.000 hectáreas de bosques, de las cuales al menos 100.000 hectáreas corresponden a cubierta forestal permanente, de las cuales al menos 70.000 hectáreas deben ser con especies nativas. La recuperación y forestación se realizará en suelos de aptitud preferentemente forestal y/o en áreas prioritarias de conservación, que representarán capturas de entre 3,0 y 3,4 MMtCO2eq

anuales al 2030.

d) Reducir las emisiones del sector forestal por degradación y deforestación del bosque nativo en un 25% al 2030, considerando las emisiones promedio del período 2001-2013.

Cabe señalar que estos compromisos se encuentran aprobados y, además, se hace un reconocimiento explícito de la meta de neutralidad de GEI al año 2050, incluida en el Proyecto de Ley Marco de Cambio Climático, donde la meta de neutralidad se entiende como emisiones anuales iguales o menores a las absorciones anuales de GEI.

Además, el Gobierno se ha comprometido, a nivel local, a medidas adicionales con el objetivo de reducir emisiones. Tal es el caso del plan “Energía Zero Carbón”, presentado durante el 2019 en el marco de las actividades previas a la COP 25 organizada por Chile. En dicho plan se compromete el cierre de las ocho centrales generadoras más antiguas que utilizan carbón antes de 2024 y un cierre completo hasta el año 2040.

Finalmente, cabe destacar que los compromisos asumidos por Chile y el resto de los países se refieren a las emisiones que se producen al interior de su territorio nacional. Lo anterior, por cuanto sólo en dicho ámbito los países cuentan con atribuciones que permiten su manejo. No forman, por lo tanto, parte de los objetivos individuales de cada país las emisiones que, aunque ligadas con sus procesos productivos y logísticos, se generan al exterior de sus fronteras. Este es el caso, por ejemplo, del transporte marítimo que se realiza en aguas internacionales, que, por su naturaleza, no forman parte del inventario de emisiones de los países de origen o destino de dicho transporte. Una situación similar ocurre con la emisión por la producción en sus países de origen de bienes intermedios y de capital importados, que son utilizados en procesos productivos nacionales. En este caso, las emisiones provocadas por la extracción y producción de dichas importaciones forman parte de los inventarios de los países

de origen y, por lo tanto, no deben ser considerados en la evaluación o definición de políticas públicas nacionales. En el caso de Chile, lo anterior es especialmente relevante, porque casi la totalidad de los combustibles y de la inversión en maquinaria y equipos cuya extracción o producción hace uso de la energía es importada. Habida cuenta de lo anterior, ninguno de los análisis que se realizan en este documento adoptan enfoques del tipo well-to-wheels[19], desde la extracción a la quema, porque parte importante de las emisiones que se derivan de este tipo de enfoques se contabilizan en los inventarios de emisiones de otros países y no forman parte de las obligaciones adquiridas a nivel nacional.

Capítulo 2

Caracterización de las emisiones de Chile

Como ya se ha adelantado, las emisiones de contaminantes se pueden clasificar en dos tipos. Las emisiones de GEI, que tienen un alcance global y que son las causantes del calentamiento climático, y las emisiones con efecto local. Estas últimas, si bien pueden tener un efecto acotado desde la perspectiva del calentamiento global, son las responsables de los problemas de salud que enfrentan las principales ciudades del país y particularmente en las zonas industriales saturadas en que se ubican centrales termoeléctricas que utilizan carbón, como Coronel, Mejillones y Puchuncaví.

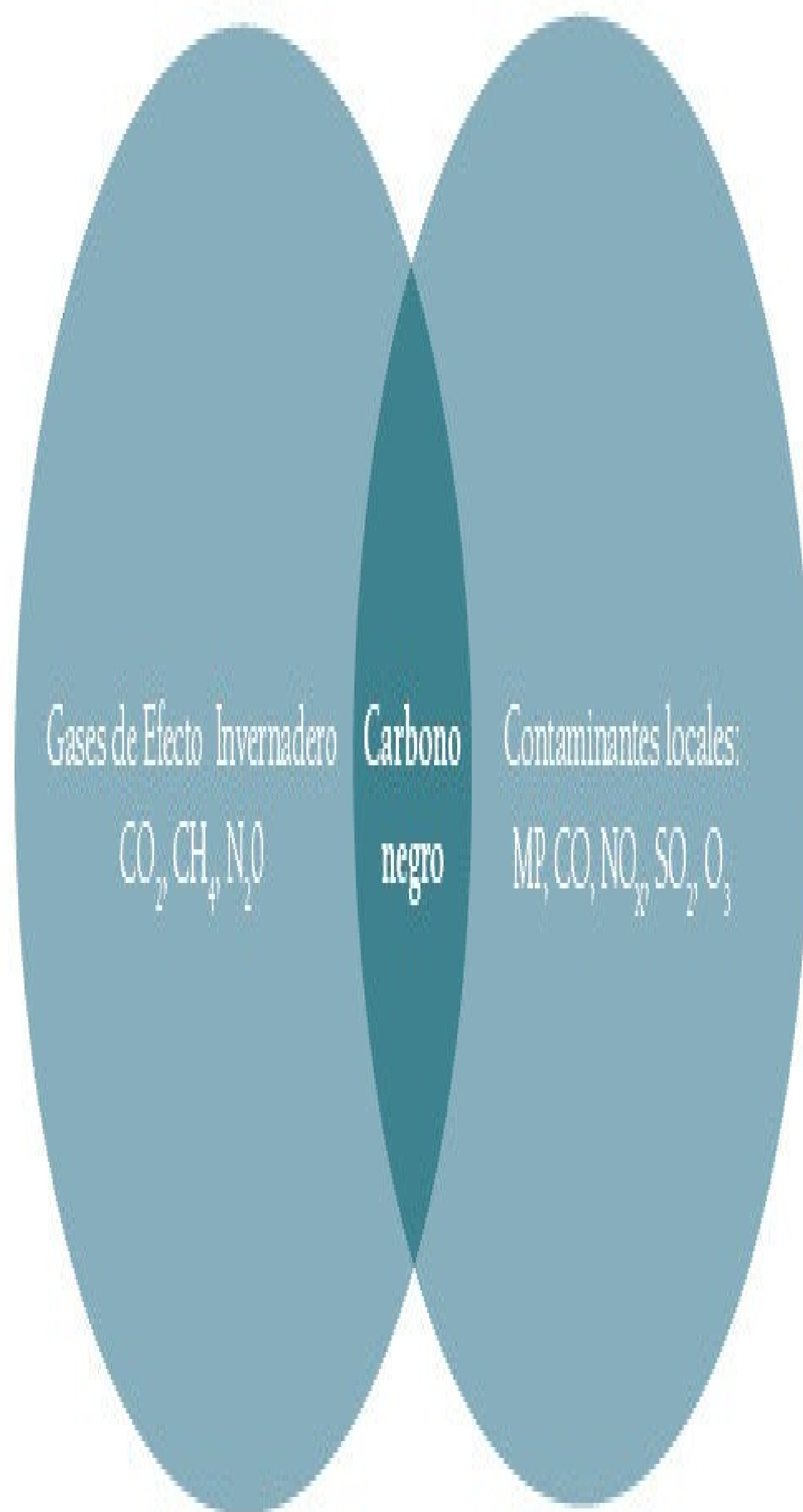
A modo de referencia, el Diagrama 1 presenta los principales gases contaminantes, diferenciando por sus efectos principales, emisión de GEI o contaminantes locales. El conjunto izquierdo del diagrama comprende a los GEI, mientras que el derecho hace lo propio con los contaminantes cuyo principal efecto es de carácter local.

El principal GEI es el CO2: sus emisiones y retención en la atmósfera son resultado directo de la quema de combustibles fósiles y la deforestación. Se estima que este gas es responsable de un 76% de las emisiones globales de GEI. Otros GEI son el metano (CH4), que se emite como resultado de la descomposición de materia orgánica, la ganadería y las filtraciones de gas desde el subsuelo, y el óxido nitroso (N2O), cuyas emisiones están asociadas a la quema de combustible en motores de combustión interna. En conjunto, estos gases representan aproximadamente un 98% de las emisiones mundiales de GEI[20].

En lo que respecta a los contaminantes de efecto local, a la derecha del diagrama, los principales contaminantes son el material particulado (MP), el monóxido de carbono (CO), el óxido de nitrógeno (NOx) y el dióxido de azufre (SO2). Dichos contaminantes tienen efectos marcadamente nocivos sobre la salud de la población expuesta. El MP, está directamente asociado al padecimiento de enfermedades cardiovasculares y las relacionadas con el aparato respiratorio, como cardiopatías, infecciones respiratorias y cáncer de pulmón. El CO está asociado a disfunciones cardíacas y en altas concentraciones puede causar hasta la muerte. El NOx está relacionado con problemas respiratorios y daño pulmonar. Además, tanto el CO como el NOx, también conocidos como gases precursores, al estar en contacto con la luz solar generan ozono troposférico (O3), componente básico del esmog, que daña las membranas pulmonares.

Finalmente, la intersección de ambos conjuntos reúne a un contaminante con efectos globales y locales relevantes: el carbono negro. Este es uno de los componentes del MP, que, además de afectar las vías respiratorias, también genera efectos en el calentamiento climático, toda vez que absorbe luz solar, elevando la temperatura de la atmósfera.

Diagrama 1: Gases de Efecto Invernadero (GEI) y Contaminantes Locales



Gases de Efecto Invernadero
CO_2, CH_4, N_2O
Carbono negro
Contaminantes locales:
MP, CO, NO_X, SO_2, O_3

Fuente: Elaboración propia.

2. 1 Gases de Efecto Invernadero (GEI)

La Tabla 1 muestra las emisiones por tipo de GEI de Chile según el Inventario Nacional de Emisiones de GEI (INGEI) del año 2018, versión más actualizada del mismo y que cuenta con información al año 2016. En ella se observa que el CO2 concentra la mayor parte de las emisiones brutas, dando cuenta del 98,6% del total de kilotoneladas emitidas.

Tabla 1: Emisiones de GEI por Tipo de Gas (kilotoneladas de cada gas)

GEI	Emisiones (kt)	%
CO_2	183.728,0	98,6%
CO	963,4	0,5%
CH_4	562,6	0,3%
COVDM	364	0,2%
N_2O	22,8	0,0%
HFC-134a	0,569	0,0%
HFC-125	0,286	0,0%
HFC-143a	0,209	0,0%
HFC-32	0,078	0,0%
HFC-227ea	0,017	0,0%
HFC-365mfc	0,015	0,0%
SF6	0,012	0,0%
HFC-152a	0,004	0,0%
HFC-245fa	0,001	0,0%

Fuente: Inventario Nacional de Emisiones de GEI (INGEI, 2018, datos hasta el año 2016).

Teniendo en consideración que el impacto de las emisiones brutas en el calentamiento climático difiere por tipo de GEI, estas son transformadas a CO_2 eq, métrica que estandariza el registro de cada gas según su contribución al calentamiento global. Para la estandarización de las cifras oficiales de emisiones nacionales, se emplean los factores presentados en la Tabla 2, según se especifica en el Tercer Informe Bienal de Actualización de Chile sobre Calentamiento Climático (2018)[21].

Tabla 2: Factor de Potencial de Calentamiento Global (PCG) para distintos Gases de Efecto Invernadero (GEI)

GEI	Factor de PCG
CO_2	1
CH_4	25
N_2O	298
HFC-23	14.800
HFC-32	675
HFC-125	3.500
HFC-134a	1.430
HFC-143a	4.470
HFC-152a	124
HFC-227ea	3.220
HFC-236fa	9.810
HFC-245fa	1.030
HFC-365mfc	794
HFC-43-10mee	1.640
CF4	7.390
SF6	22.800

Fuente: Inventario Nacional de Emisiones de GEI (INGEI, 2018, datos hasta 2016).

Aplicada esta conversión a las cifras presentadas en la Tabla 2, se obtienen las emisiones de GEI, las cuales son presentadas en la Tabla 3, según tipo de gas contaminante. De ambas tablas se desprende la elevada importancia que tiene el CO2, en términos brutos y equivalentes por efecto en el calentamiento global, representando un 98,6% del total de emisiones brutas y con el 88,4% de las emisiones de CO2 eq.

Tabla 3: Emisiones de GEI por Tipo de Gas (kilotoneladas de CO2 eq), 2016

	Emisiones CO_2eq (kt)	%
CO_2	183.728	88,4%
CH_4	14.065	6,8%
N_2O	6.794	3,3%
HFC-125	1.001	0,5%
HFC-143a	934	0,4%
HFC-134a	814	0,4%
SF6	274	0,1%
HFC-227ea	55	0,0%
HFC-32	53	0,0%
HFC-365mfc	12	0,0%
HFC-245fa	1	0,0%
HFC-152a	0,5	0,0%
Total	207.731	100%

Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, la Tabla 4 presenta el desglose de las emisiones del año 2016 para los principales sectores productivos. Como se aprecia, el sector Energía da cuenta del 78% de las emisiones brutas generadas. Le siguen en importancia el sector Agrícola, con el 11% de las emisiones, el sector IPPU, con el 6%, y el sector Residuos, con el 5%[22].

Cabe señalar que las participaciones en la emisión bruta excluyen al sector UTCUTS. Dichas emisiones varían sustancialmente dependiendo de la intensidad de los incendios forestales en la temporada respectiva, hecho que se analiza en más detalle en el Capítulo 6.

Tabla 4: Emisiones de GEI por Sector (kilotoneladas de CO2 eq), 2016

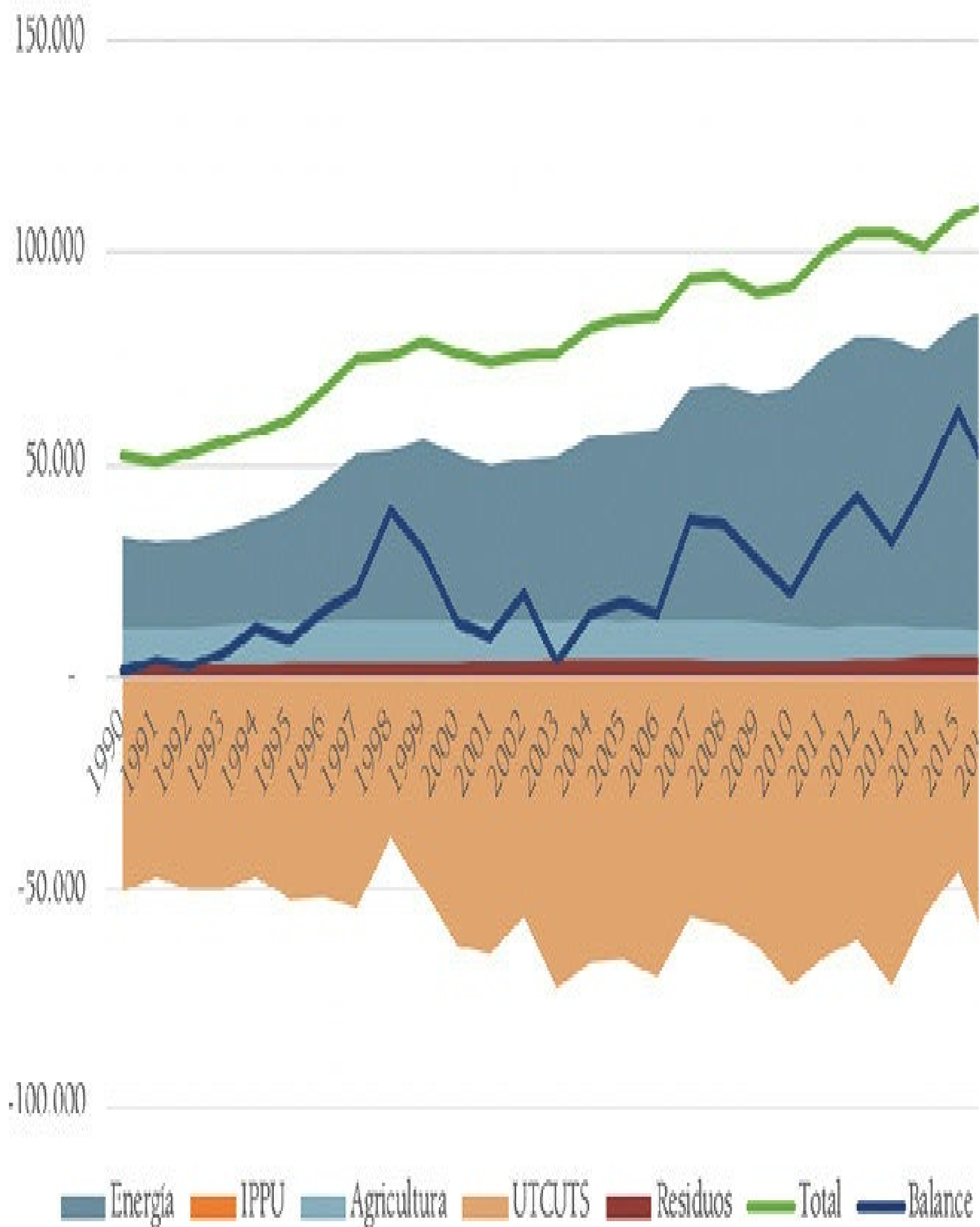
Sector	Emisiones GEI	% Balance	% Total
Energía	87.136	189%	78%
IPPU	1.602	15%	6%
Agricultura	11.802	26%	11%
Residuos	5.801	13%	5%
UTCUTS	- 65.492	-142%	-59%
Balance Neto	46.185		
Total Emisión Bruta (excluyendo UTCUTS)	111.678		

Fuente: Inventario Nacional de Emisiones de GEI (INGEI, 2018, datos hasta 2016).

La Figura 3 muestra la evolución de las emisiones nacionales de GEI entre los años 1990 y 2016. En la misma se observa el crecimiento sostenido de las emisiones totales, excluyendo UTCUTS. Estas emisiones se incrementaron desde 52 a 111,7 millones de toneladas de CO2 eq, lo que representa un crecimiento anual promedio de 3%. Por otra parte, las variaciones de las emisiones netas, que descuentan del total las emisiones absorbidas, presentan una tendencia también creciente, pero irregular. Así, mientras las emisiones netas eran de 2 millones de toneladas el 1990, el 2016 alcanzaban 46 millones de toneladas de CO2 eq. Cabe señalar que los peaks en el balance de emisiones corresponden a años intensos en incendios forestales. En dichos años, se genera un aumento en las emisiones netas del sector UTCUTS.

Además, se observa que entre los años 1999 y 2004, las emisiones del sector Energía se redujeron, lo que tuvo un impacto significativo en el balance. Dicha reducción se encuentra asociada a la llegada del GN argentino en el año 1999 y que se extendió hasta 2007, fecha en la cual las interrupciones de suministro de GN argentino obligaron a hacer uso de fuentes más contaminantes. Esta experiencia histórica es una demostración fehaciente del aporte que puede hacer el GN a la reducción de la emisión de GEI, al sustituir la quema de otros combustibles fósiles.

Figura 3: Evolución de las Emisiones Nacionales de GEI (millones de toneladas de CO2 equivalente), 1990-2016



150.000
100.000
50.000
-
-50.000
-100.000
1990
1991
1992
1993
1994
1995
1996
1997
1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
Energía
IPPU
Agricultura
UTCUTS
Residuos
Total
Balance

Fuente: Inventario Nacional de Emisiones de GEI (INGEI, 2018, datos hasta 2016).

La Tabla 5 presenta una desagregación de la información del INGEI, que considera el tipo de industria que da origen a la emisión. Como se aprecia en la tabla, el sector Energía agrupa a tres subsectores altamente relevantes en términos de emisiones. Estos son la industria de la energía, el transporte y las industrias manufactureras y de la construcción, los que emiten 35,7, 26,9 y 16,1 MMTCO2eq, respectivamente. Cabe señalar que la información del INGEI se presenta con un mayor nivel de desagregación, a partir de la cual se puede concluir, por ejemplo, que el 97% de las emisiones de la industria de la energía corresponde a la generación eléctrica; que el 88% de las emisiones del transporte corresponden al transporte terrestre; así como también que el 49% de las emisiones de las industrias manufactureras y de la construcción corresponden a la minería, mientras que el 29% se registra como industria no identificada. Además, en la base se presenta el detalle de las emisiones y absorciones del sector UTCUTS, las cuales se desglosan en el Capítulo 6.

Tabla 5: Desglose de Emisiones de GEI a Nivel de Subsector (kilotoneladas de CO2 eq), 2016

Sector	Emisiones CO_2eq 2016
1. Energía	**87.136**
Industrias de la energía	35.711
Industrias manufactureras y de la construcción	16.129
Transporte	26.936
Otros sectores	7.357
No especificado	-
Emisiones fugitivas de combustibles	1.002
Transporte y almacenamiento de CO_2	-
2. Procesos industriales y uso de productos (IPPU)	**6.939**
Industria de los minerales	1.602
Industria química	738
Industria de los metales	1.328
Productos no energéticos de combustibles y uso de solventes	130
Industria electrónica	-
Uso de productos sustitutos de las sustancias que agotan la capa de ozono	2.869
Manufactura y utilización de otros productos	272
Otros	-
3. Agricultura	**11.802**
Fermentación entérica	4.682
Gestión del estiércol	2.022
Cultivo del arroz	134
Suelos agrícolas	4.484
Quema prescrita de sabanas	-
Quema de residuos agrícolas en el campo	35
Encalado	88

4. Uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura	**- 65.492**
Tierras forestales	- 69.647
Tierras de cultivo	1.551
Pastizales	1.665
Humedales	21
Asentamientos	369
Otras tierras	549
Productos de madera recolectada	-
Otros	-
5. Residuos	**5.801**
Disposición de residuos sólidos	4.305
Tratamiento biológico de residuos sólidos	60
Incineración y quema abierta de residuos	1
Tratamiento y descarga de aguas residuales	1.435
Otros	-

Fuente: Inventario Nacional de Emisiones de GEI (INGEI, 2018, datos hasta 2016).

Dicho lo anterior, resaltan cuatro subsectores que contribuyen significativamente a las emisiones nacionales y en los que el GN juega, o podría jugar, un rol importante en su reducción: la generación eléctrica, el transporte terrestre, la calefacción en base a leña y la industria; los dos primeros clasificados bajo el sector energía, el tercero en el sector UTCUTS y el último en los sectores energía e IPPU.

Tabla 6: Emisiones de GEI por Sectores Seleccionados, 2016

Subsector	Sector	Emisiones CO_2 eq	% Total	% Balance
Generación eléctrica	Energía	34.580	31%	75%
Transporte Terrestre	Energía	23.611	21%	51%
Leña	UTCUTS	19.003	17%	41%
Industria[1]	Energía/IPPU	23.069	21%	50%

Fuente: Elaboración propia en base al INGEI, 2018.

Las siguientes secciones analizan en detalle cada uno de estos subsectores, haciendo énfasis en el rol que puede cumplir el GN en la reducción de las emisiones para dar cumplimiento a las metas comprometidas por Chile ante el resto del mundo.

2.2. Contaminantes de Alcance Local

Si bien el foco de los compromisos multilaterales ha estado en la reducción de las emisiones de CO2 y otros gases de efecto invernadero, el uso de combustibles fósiles también libera una serie de contaminantes que afectan principalmente la salud de la población que se expone a ellos. Por esta característica, y por su acotado impacto temporal en el cambio climático, estos contaminantes se conocen también como Contaminantes Climáticos de Vida Corta (CCVC). La reducción de este tipo de contaminantes no depende de acuerdos internacionales, sino de medidas específicas a nivel local, como, por ejemplo, los planes de descontaminación que se encuentran vigentes en distintas ciudades de Chile.

A nivel país, los contaminantes de alcance local son un tema relevante de salud pública. El aumento de éstos genera episodios de emergencia ambiental en el invierno, con los consecuentes atochamientos en los servicios de salud (hospitales, consultorios, entre otros) dado el aumento de enfermedades respiratorias en la población de riesgo, niños y adultos mayores.

Los principales contaminantes que tienen alcance local son:

1. Carbono negro o black carbon: Es uno de los componentes del material particulado 2,5 micras (MP 2,5) y consiste en carbón puro enlazado de distintas formas. Se produce por la combustión incompleta de combustibles fósiles, diésel o parafina, y de biomasa o leña. Aunque en climatología este compuesto también es considerado como un agente de cambio climático[24], sus principales efectos nocivos se generan en la salud de las personas y se encuentra asociado a morbilidad humana y mortalidad prematura. En términos de impacto en la salud

de la población, el carbono negro y los otros contaminantes que forman parte del MP 2,5 están directamente asociados al padecimiento de enfermedades cardiovasculares y las relacionadas con el aparato respiratorio, como cardiopatías, enfermedades pulmonares, infecciones respiratorias y cáncer de pulmón. El MP fino penetra hasta los alvéolos pulmonares e ingresa directamente al torrente sanguíneo, aumentando los riesgos de mortalidad prematura[25].

2. Monóxido de carbono (CO): El monóxido de carbono penetra en el organismo a través de los pulmones, disminuyendo la capacidad de transportar oxígeno, con el consiguiente detrimento de oxigenación de órganos y tejidos, así como con disfunciones cardíacas, que en altas concentraciones puede causar hasta la muerte.

3. Óxidos de nitrógeno (NO_x): Están relacionados con problemas respiratorios y daño pulmonar, enfermedades en pulmones y bronquios, mayor susceptibilidad a las infecciones, daño celular, irritación ocular y pérdida de las mucosas[26].

Según muestran los datos del Ministerio del Medio Ambiente (MMA), la combustión de leña, tanto rural como urbana, es la principal fuente de emisión de MP 2,5, material particulado 10 micras (MP 10) y CO. En segundo lugar, se encuentran los incendios forestales. Por otra parte, las fuentes fijas, como calderas y centrales termoeléctricas, no figuran como una fuente emisora importante en este tipo de contaminantes; pero sí lo hacen en la emisión de CO2, como se analizó en la sección anterior. En el caso de los NO_x, las fuentes fijas, junto con el transporte en ruta, dan cuenta de más del 70% de este tipo de emisiones.

Teniendo en cuenta los efectos adversos que los CCVC tiene en la salud de las personas, junto con los costos sociales que esto implica, las autoridades han declarado zonas saturadas a distintas ciudades. Esta declaración va acompañada de una serie de medidas regulatorias, económicas y de ordenamiento territorial.

Además, se realiza un levantamiento de información, con el objetivo de evaluar la efectividad de la política pública.

Figura 4: Emisiones de Contaminantes Locales por Tipo de Fuente (%), 2016

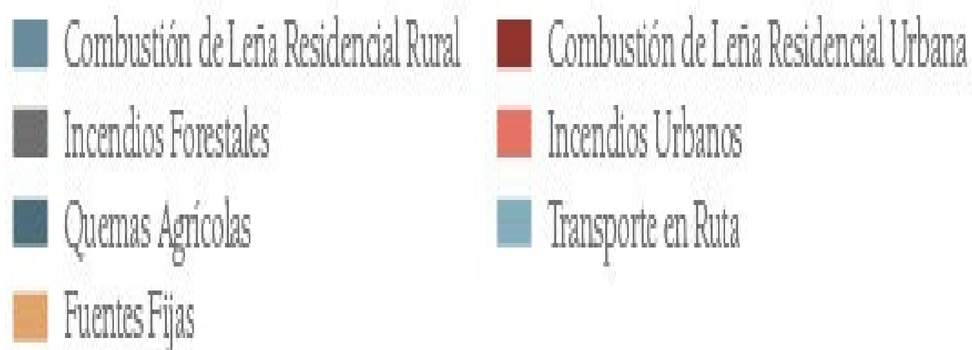
MP 2,5

M10

Monóxido de carbono

NOX

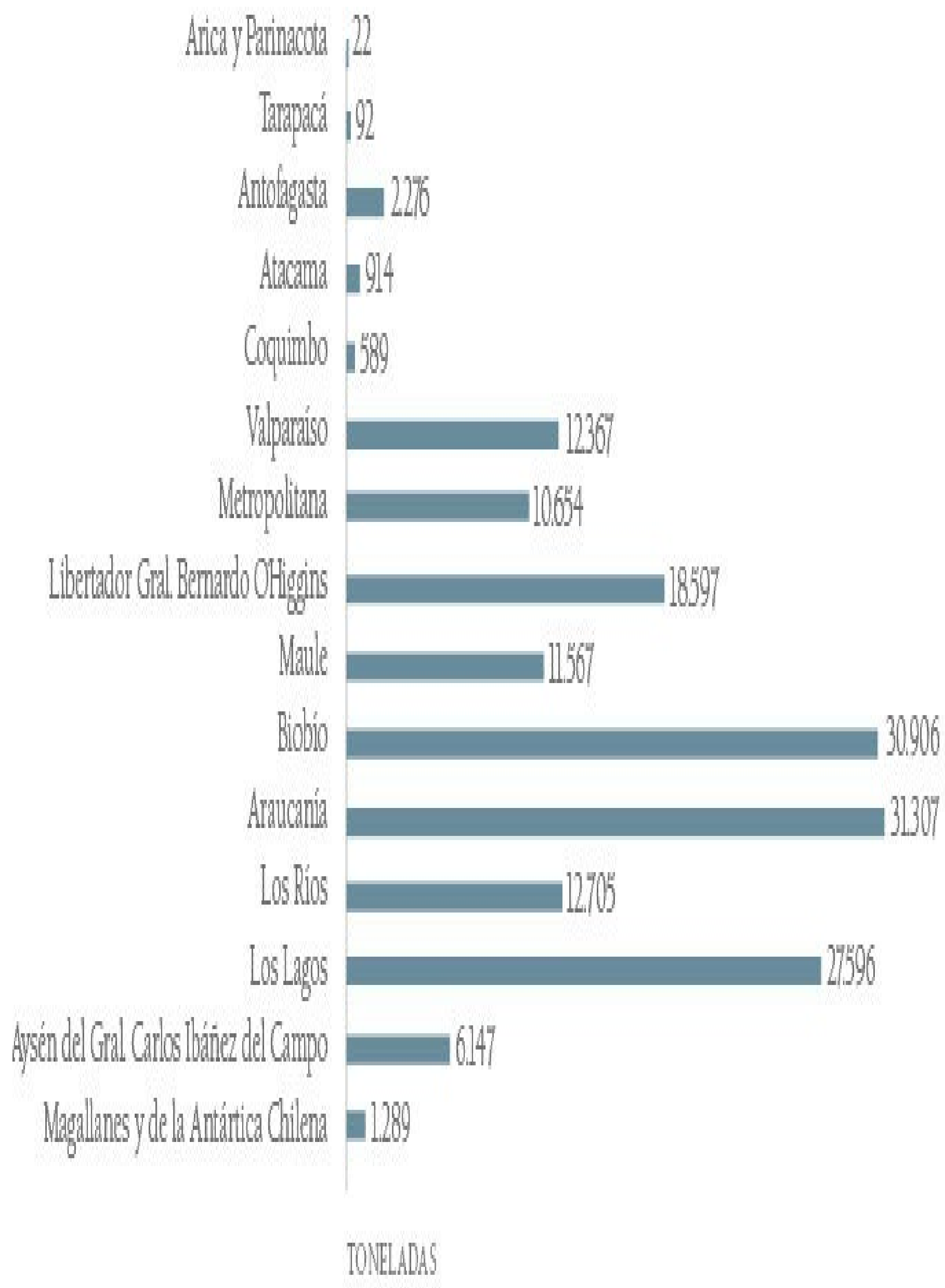
0% 20% 40% 60% 80% 100%



Fuente: Elaboración propia en base a información del RETC.

En Chile existen 14 ciudades con planes de descontaminación, entre las cuales están Santiago, Temuco, Osorno, el Gran Concepción y Ventanas. Los programas de descontaminación se adecúan al perfil de contaminantes y emisiones de cada ciudad. Así, por ejemplo, en la localidad de Ventanas, junto con reducciones en el MP, también se mide la reducción de los óxidos de súlfuro, siendo el único plan de descontaminación donde este contaminante entra en la evaluación del mismo. En el caso de Santiago, Temuco, Osorno y el Gran Concepción, el problema principal son las emisiones de MP 2,5, generadas por el transporte y la calefacción (Figura 5). En esos casos, el foco de los programas se encuentra en el recambio de calefactores que utilizan leña por combustibles alternativos menos contaminantes, a excepción de Santiago, donde se prohibió este tipo de calefacción. Como se evalúa en el Capítulo 6, el GN puede jugar un rol muy relevante en la disminución de este tipo de contaminantes.

Figura 5: Emisiones Anuales de MP 2,5 por Región (toneladas), 2016 (*)



Arica y Parinacota
22
Tarapacá
92
Antofagasta
2.276
Atacama
914
Coquimbo
589
Valparaíso
12.367
Metropolitana
10.654
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins
18.597
Maule
11.567
Biobío
30.906
Araucanía
31.307
Los Ríos
12.705
Los Lagos
27.596
Aysén del Gral. Carlos Ibáñez del Campo
6.147
Magallanes y de la Antártica Chilena
1.289
TONELADAS

Fuente: Elaboración propia en base a información del RETC.

(*) Corresponde a las emisiones de MP 2,5 desde fuentes fijas (calderas y termoeléctricas) y fuentes difusas (calefacción, incendios y quemas agrícolas).

Capítulo 3

Rol del Gas Natural en la reducción de emisiones en el sector eléctrico

3.1. Estado Actual de la Matriz de Generación

La Tabla 7 caracteriza la matriz de generación al cierre del año 2020, según lo reporta el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Esta da cuenta de la potencia instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que abastece a casi la totalidad de la población de Chile entre Arica y la Isla de Chiloé. Como se aprecia en la tabla, el sistema tiene una capacidad instalada total de 25.373 MW. De esta cifra, 13.100 MW, un 52%, corresponden a energías renovables, entre las que destacan las hidráulicas de pasada y embalse, con capacidades instaladas equivalentes en torno a los 3.400 MW (14% cada una). Le siguen la energía solar y la eólica con 3.232 MW (13%) y 2.501 MW (10%), respectivamente, a lo que se suma una participación menor de la geotérmica y biomasa (2%). Por otra parte, las energías no renovables representan un 48% de la matriz. En este segmento las principales fuentes son el carbón y el GN con capacidades en torno a 4.600 MW y 3.744 MW (18% y 15% respectivamente) y el petróleo diésel, con un 15% de la matriz.

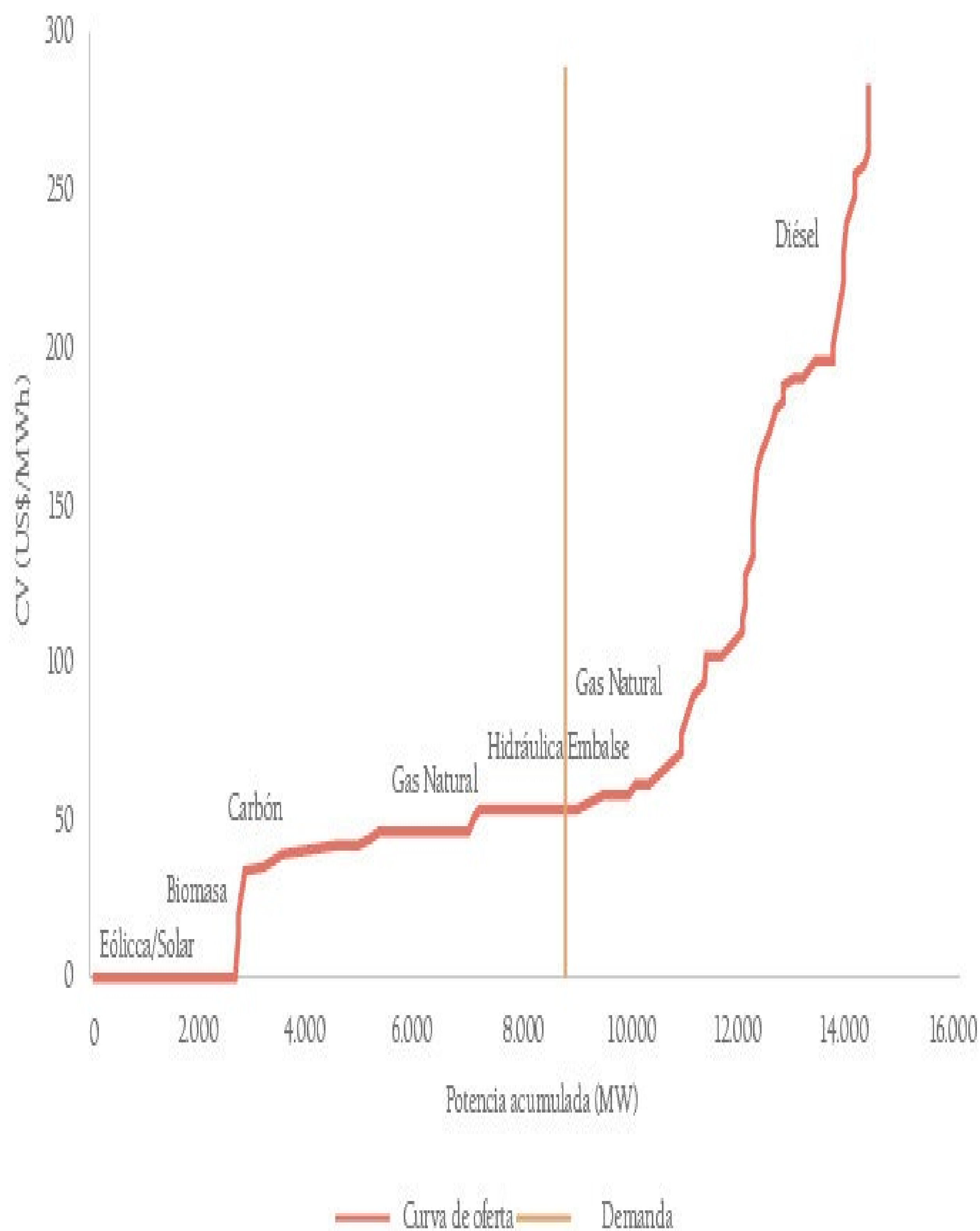
Tabla 7: Generación y Capacidad Instalada por Tipo de Fuente, 2020

Fuente	Capacidad instalada (MW)	% Capacidad	Generación (GWh/año)	% Generación	Factor de utilización (%)
Hidráulica Pasada	3.504	14%	11.224	14%	37%
Hidráulica Embalse	3.422	13%	9.407	12%	31%
Solar	3.232	13%	7.615	10%	27%
Eólica	2.501	10%	5.515	7%	25%
Biomasa/Geotermia	442	2%	2.310	3%	60%
Renovable	**13.100**	**52%**	**36.071**	**46%**	**31%**
Gas Natural	3.744	15%	13.715	18%	42%
Carbón	4.600	18%	27.236	35%	68%
Petróleo Diésel	3.782	15%	557	1%	2%
Fuel Oil/Otras	147	0,6%	116	0%	9%
No Renovable	**12.272**	**48%**	**41.624**	**54%**	**39%**
Capacidad Total	**25.373**		77.696		

Fuente: Elaboración propia con información de la CNE.

Teniendo en consideración esta matriz y la demanda de energía en el SEN (que promedia en torno a los 8.500 - 9.000 MWh), las centrales son despachadas en orden de mérito, privilegiando aquellas de menor costo variable y considerando también criterios de seguridad y estabilidad del sistema. A modo ilustrativo y de manera simplificada, la Figura 6 grafica, para una hora representativa del año 2019, la curva de demanda-oferta, en que las centrales se encuentran ordenadas de menor a mayor costo marginal (eje de abscisas). En una operación simplificada, operarían todas aquellas centrales que están a la izquierda de la demanda referencial, lo que asegura que, en cada momento, el costo total variable de generación sea el mínimo posible. Como resultado de estos criterios, el CEN hace uso intensivo de las tecnologías con menor costo variable: renovables y no renovables que utilizan combustibles de bajo costo, como el carbón. Luego, sólo si se requiere en ciertos horarios o épocas del año, el CEN ordena el despacho de centrales de mayor costo variable, como son por ejemplo las centrales que utilizan GN o petróleo diésel. Como resultado de estas reglas de despacho, el uso de la matriz se concentra en carbón (el combustible de menor costo variable) y renovables, dependiendo de su disponibilidad (Tabla 7).

Figura 6: Curva de Oferta y Demanda del Sector Eléctrico (*)



CV (US$/MWh)
300
250
200
150
100
50
0
Diésel
Gas Natural
Hidráulica Embalse
Gas Natural
Carbón
Biomasa
Eólicca/Solar
0
2.000
4.000
6.000
8.000
10.000
12.000
14.000
16.000
Potencia acumulada (MW)
Curva de oferta
Demanda

Fuente: Elaboración propia en base a información de la CNE.

(*) En una hora representativa del año.

En cuanto a las emisiones de la matriz de generación, la Tabla 8 caracteriza la capacidad de emisión que tiene cada una de las fuentes no renovables y presenta el total emitido en el año 2018 a partir de la última estadística de emisión disponible. Como se aprecia, las emisiones unitarias difieren sustancialmente entre tecnologías, siendo el petróleo diésel la que más emite CO2, con 1,12 ton por MWh generado. Le sigue el carbón con 0,85 ton por MWh y finalmente se ubica el GN, que emite sólo 0,40 ton por MWh. Finalmente, en el año 2018 se emitieron 31,34 millones de toneladas de CO2 (MMtCO2), cifra menor a la presente en la Tabla 6, de 34,58 millones de toneladas, que corresponde al año 2016. No obstante, utilizaremos la información de la Tabla 6 para comparar las reducciones en emisiones que se presentarán en lo sucesivo[27].

Tabla 8: Emisiones Totales y por MWH Generado, 2018

Combustible	Emisiones Totales ($MM\ tCO_2$/año)	Emisiones por MWH (tCO_2/MWH)
Carbón/Carbón + Petcoke	26,28	0,85
Gas Natural/GNL	5,00	0,40
Petróleo Diésel	0,07	1,12
Total SEN	31,34	0,72

Fuente: Elaboración propia en base a generación efectiva y a emisiones declaradas al MMA.

3.2. Las ERNC y el Crecimiento de la Matriz de Generación

Como se mencionó en la introducción, en los últimos años, la matriz energética nacional ha experimentado modificaciones sustanciales producto de la irrupción de las ERNC. Como se ilustra en la Tabla 9, la capacidad instalada de ERNC se multiplicó por 7 en los últimos años, pasando de 413 MW el año 2009 (3% de la capacidad total instalada) a 5.293 MW el 2019 (22% del total)[28]. Ello tuvo lugar principalmente en el período 2014-2019 y puede ser visto con claridad en la última fila de la tabla, en la que se detalla el ingreso de hasta 908 MW al año al sistema en dicho periodo (98% del aumento de la capacidad instalada en el año 2017).

Tabla 9: Matriz de Generación por Tipo de Recurso (MW), 2009-2019

Recurso	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ERNC (1)	**413**	**537**	**641**	**771**	**975**	**1.741**
Hidráulica Pasada (<20MW)	325	354	406	425	477	490
Solar	0	0	0	3	10	221
Eólica	59	152	172	172	269	711
Biomasa/geotermia	**29**	**31**	**62**	**170**	**219**	**319**
Convencional (2)	**13.540**	**14.130**	**15.540**	**16.286**	**16.541**	**16.936**
Capacidad instalada Total (1)+(2)	**13.953**	**14.666**	**16.180**	**17.057**	**17.516**	**18.677**
% ERNC	**3,0%**	**3,7%**	**4,0%**	**4,5%**	**5,6%**	**9,3%**
Variación ERNC (MW)	**81**	**124**	**104**	**130**	**204**	**766**

Recurso	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ERNC (1)	**2.340**	**3.098**	**4.006**	**4.809**	**5.293**	**6.694**
Hidráulica Pasada (<20MW)	528	610	622	629	651	537
Solar	575	1.122	1.751	2.317	2.648	3.232
Eólica	888	1.013	1.277	1.506	1.614	2501
Biomasa/geotermia	**349**	**353**	**356**	**357**	**380**	**424**
Convencional (2)	**17.250**	**18.437**	**18.454**	**18.552**	**19.091**	**18.697**
Capacidad instalada Total (1)+(2)	**19.590**	**21.534**	**22.461**	**23.361**	**24.384**	**25.373**
% ERNC	**11,9%**	**14,4%**	**17,8%**	**20,6%**	**21,7%**	**26%**
Variación ERNC (MW)	**599**	**758**	**908**	**803**	**484**	**989**

Fuente: Elaboración propia en base a información de la CNE.

Cabe destacar que, a diferencia de lo ocurrido en otros países, el ingreso de ERNC ocurrió en condiciones de mercado, sin subsidios[29]. En efecto, en la actualidad los proyectos ERNC son los que tienen menor costo total de largo plazo y desde el año 2015 han concentrado la mayor parte de la energía que ha ingresado al SEN. Como se desprende de la Tabla 9, de los 5.783 MW que han entrado a partir de dicho año, un 75% corresponde a ERNC.

En cuanto a los costos de largo plazo alcanzados por estas tecnologías, las licitaciones de clientes regulados indican que los inversionistas perciben costos totales en torno a US$34/MWh para los proyectos eólicos y de US$30/MWh en el caso de los proyectos solares. Ello ha permitido, por ejemplo, que de los 2.200 MW adjudicados en el año 2017, en el marco de la licitación para abastecer las necesidades eléctricas de clientes regulados por 20 años a partir del año 2024, el 46% fue adjudicado a proyectos de energía solar, a un precio promedio de US$30/MWh[30].

No obstante lo anterior, como se expuso en la Tabla 7, la matriz eléctrica nacional sigue dependiendo de los combustibles fósiles, especialmente del carbón. Esto ocurre principalmente por dos razones: porque el carbón es en la actualidad el combustible fósil de menor costo variable y por la necesidad de respaldo que requiere un sistema que ya tiene un 26% de capacidad de generación en base a ERNC. Respecto a esto último, es importante señalar que el sistema eléctrico debe estar preparado para la salida intermitente de hasta los 5.700 MW de generación eólica y solar que participa del Sistema Eléctrico Nacional. Esta cifra equivale a aproximadamente un 60% de la demanda máxima que tiene el sistema y, por lo tanto, obliga a que el sistema adopte mecanismos de operación que permitan reaccionar con fluidez a la salida o entrada de energía intermitente.

En la práctica, la solución a este problema ha pasado por un incremento de las operaciones de centrales que utilizan carbón a “mínimos técnicos” en combinación con el vertimiento de energía ante alzas inesperadas en la oferta del sistema o congestión en transmisión. Cabe señalar en este punto que la operación a mínimo técnico evita depender de períodos de encendido en frío, que en una central que utiliza carbón pueden llegar a las 150 horas (40 horas en el caso de las centrales a gas).

Desde esta perspectiva, y mientras no emerjan soluciones técnico-económicas eficientes para el almacenamiento de energía, la capacidad de penetración de las ERNC se encuentra limitada por la capacidad de respaldo que ofrece el sistema convencional.

Desde el punto de vista económico, lo anterior genera un trade-off entre el menor costo variable que ofrecen las ERNC y el costo incremental de respaldo que deben absorber los sistemas eléctricos. Para el caso de Chile, un documento reciente del Ministerio de Energía ha estimado que producto de esta relación existiría un nivel de penetración óptima en torno al 35%, a partir del cual, el incremento de generación ERNC tendería a aumentar los costos unitarios globales del sistema, a pesar de tener un costo variable igual a cero[31].

En consecuencia, y como fue indicado en la introducción, para que la matriz eléctrica transite de manera definitiva a las ERNC se requiere el desarrollo de una tecnología de almacenamiento competitiva, con costos sustancialmente menores que los actuales. En el caso de las baterías químicas, por ejemplo, el respaldo bajo las condiciones actuales requeriría que el costo por KWh instalado bajase desde US$156/KWh actuales a niveles en torno a US$30-90/KWh[32]. Otras tecnologías alternativas, como el hidrógeno o el aire comprimido, también podrían prestar servicios de almacenamiento, pero en estos casos se estima que los períodos de maduración tecnológica-económica podrían ser aún mayores.

3.3. El Rol del Gas Natural y las Emisiones del Sector Eléctrico

Así las cosas, el estado actual de la matriz eléctrica ofrece una alternativa de reducción sustancial en las emisiones. La misma consiste en el uso de la infraestructura en base a GN ya instalada, para la sustitución acelerada de carbón durante el período de transición. Ello permitiría disminuir las emisiones en un 50% por cada MWh generado[33].

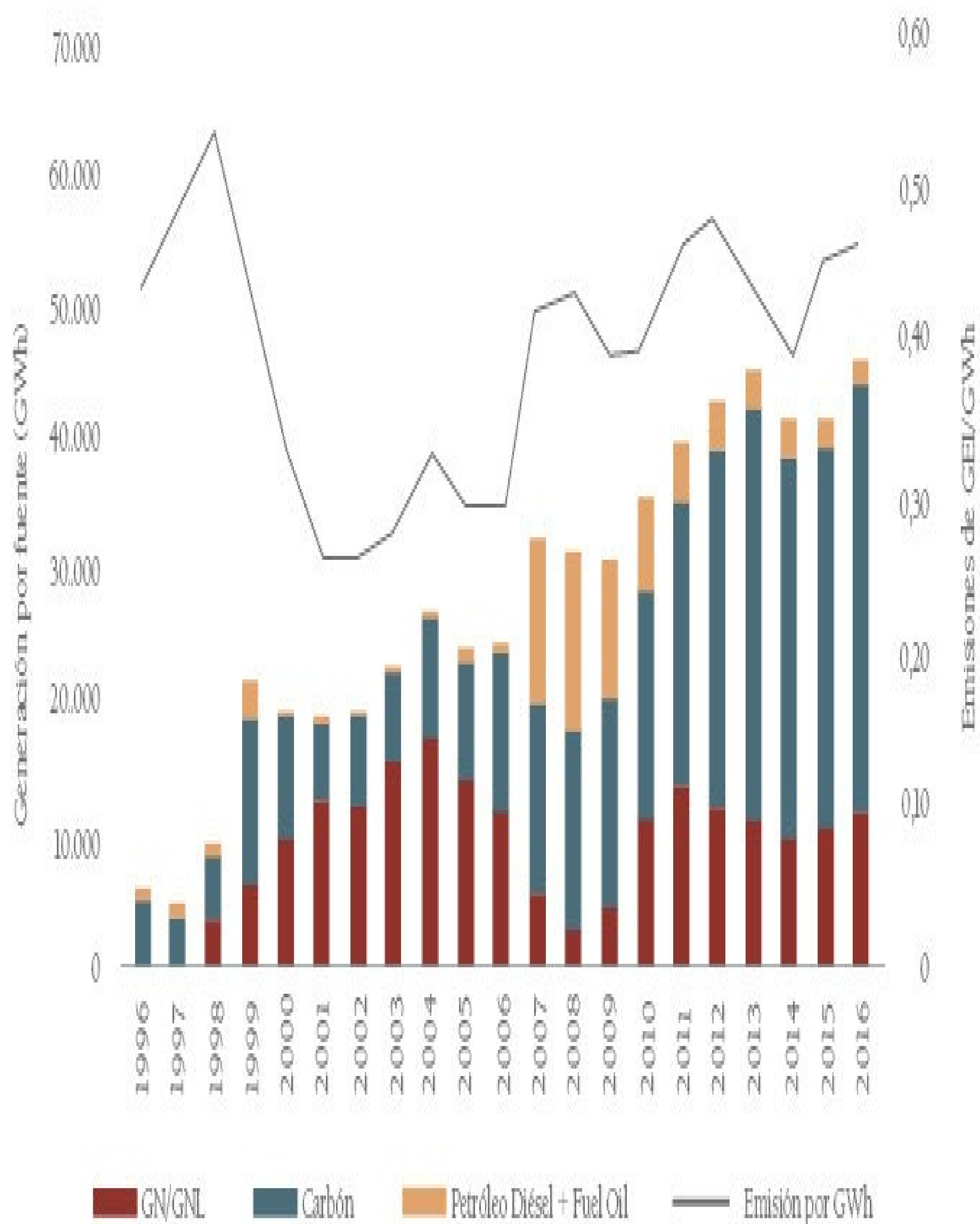
Esta alternativa de sustitución, entre GN y carbón, constituye una de las recomendaciones realizadas por la Agencia Internacional de Energía para países que cuentan con capacidad instalada a gas. En efecto, como se reporta en su informe de 2019, el reemplazo de carbón por GN ha permitido reducir de forma sustancial las emisiones de varios países y regiones, como Estados Unidos, China y la Unión Europea[34].

En el caso de Estados Unidos, el reemplazo masivo de carbón por GN redujo las emisiones totales de CO2 en un 18% desde 2010, evitando la emisión de 200 millones de toneladas al año. Ello ha permitido que Estados Unidos, a pesar de no formar parte del Acuerdo de París, sea el país industrializado que más se ha acercado al cumplimiento de los objetivos del Acuerdo.

Por otra parte, cabe señalar que en Chile ya se cuenta con experiencias concretas que muestran la reducción de emisiones cuando el GN reemplaza otros combustibles. Ello se aprecia a partir del año 1997, cuando se terminó la construcción del gasoducto GasAndes que conecta Mendoza con Santiago[35]. Esta obra tuvo un gran impacto en el mercado eléctrico chileno, siendo el principal la construcción de centrales de ciclo combinado a GN, las cuales reemplazaron a

las centrales a diésel y a carbón. Las consecuencias fueron significativas y permitieron que las emisiones unitarias del sistema de generación eléctrica se redujeran en un 40% entre los años 1998 y 2004[36], fecha a partir de la cual comenzaron las restricciones al suministro de GN por parte de Argentina[37] (Ver Figura 7).

Figura 7: Generación por Tipo de Fuente y Emisiones por GWh, 1996-2016


70.000
60.000
50.000
40.000
30.000
20.000
10.000
0
0,60
0,50
0,40
0,30
0,20
0,10
0
Generación por fuente (GWh)
Emisiones de GEI/GWh
1996
1997
1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
GN/GNL
Carbón
Petróleo Diésel + Fuel Oil
Emisión por GWh

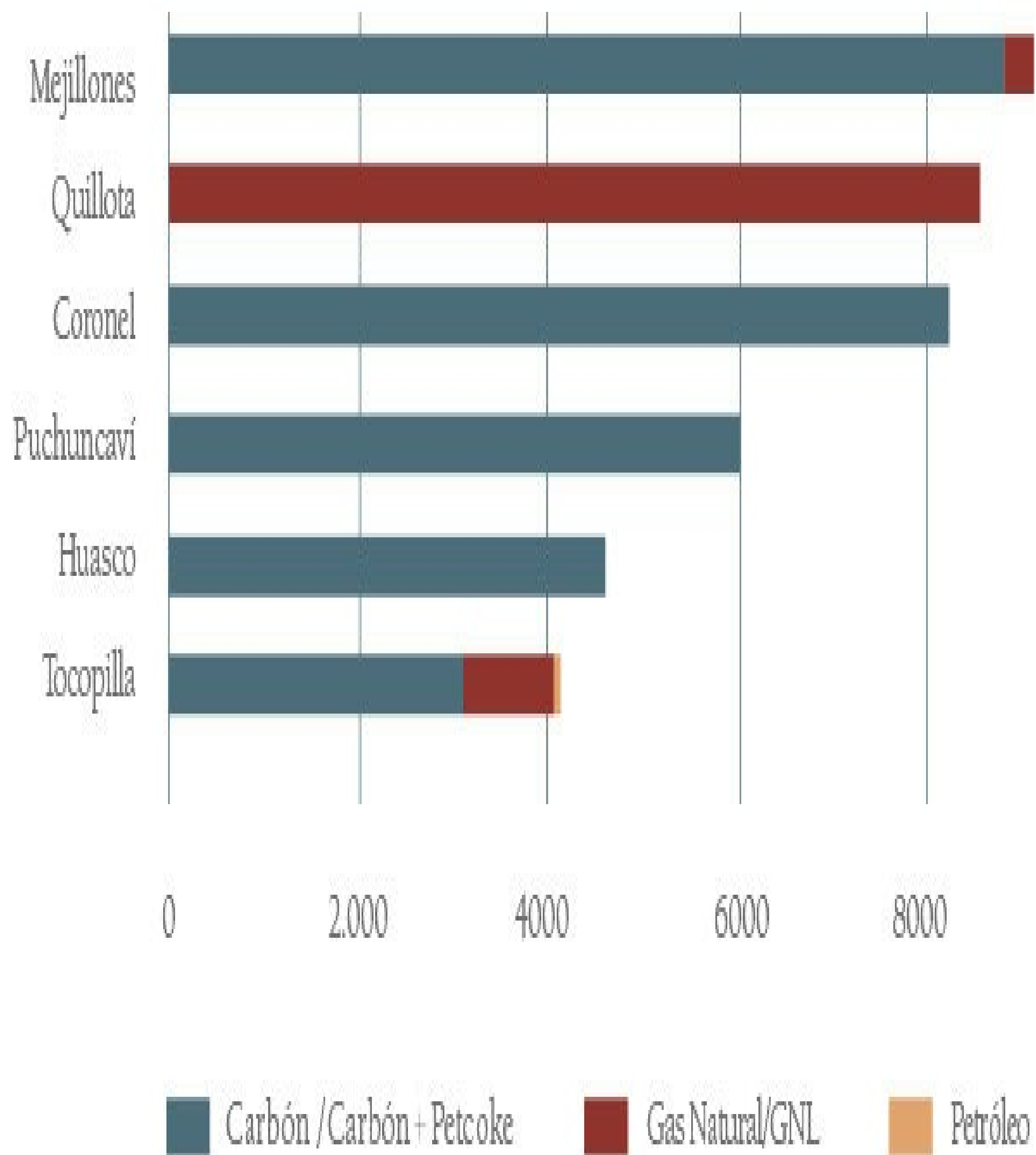
Fuente: Elaboración propia en base a información de la CNE y del Tercer Informe Bienal de Actualización de Chile sobre Calentamiento Climático (2018).

El regreso del petróleo y el carbón a partir del año 2008 muestra, como contrapartida, lo que ocurre cuando el GN es reemplazado por combustibles más contaminantes. Como se aprecia en la Figura 7, las emisiones de CO2 se incrementaron sistemáticamente a partir del año 2007, y su avance sólo se pudo detener a partir de la entrada en funcionamiento de los terminales de regasificación de Quintero y Mejillones en los años 2009 y 2010, respectivamente[38].

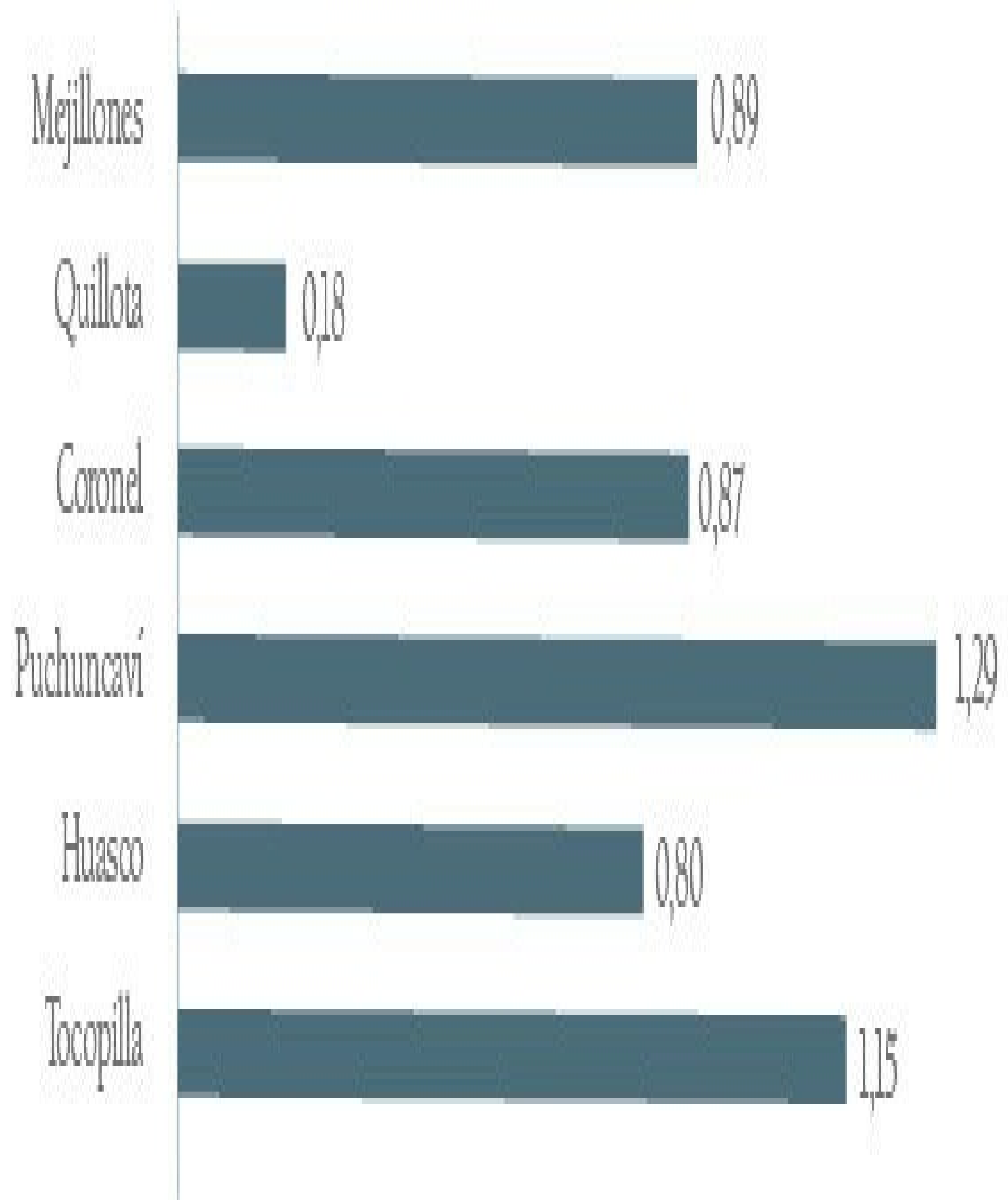
Por otro lado, la generación a carbón también está asociada a emisiones de CCVC. Así, en comunas donde existen termoeléctricas a carbón se observan altas concentraciones de MP y NOx. Esto es especialmente relevante en las zonas industriales saturadas como Mejillones o Puchuncaví. Estas zonas cuentan con 8 y 5 centrales a carbón, respectivamente, y sus emisiones afectan directamente a la población expuesta. A modo de referencia, la Figura 8 compara los niveles de contaminación a los que están expuestas zonas con alta presencia de centrales a carbón, como Mejillones, Coronel y Puchuncaví, con zonas expuestas a generación en base a GN, como Quillota. Como se aprecia en la figura, incluso controlando por cantidad de energía generada, en las comunas donde la generación es a GN, las emisiones de MP y NOx son sustancialmente menores a comunas donde la generación es a carbón.

Figura 8: Generación y Emisiones de Contaminantes Locales por Comuna,

(a) Generación por Tipo de Combustible

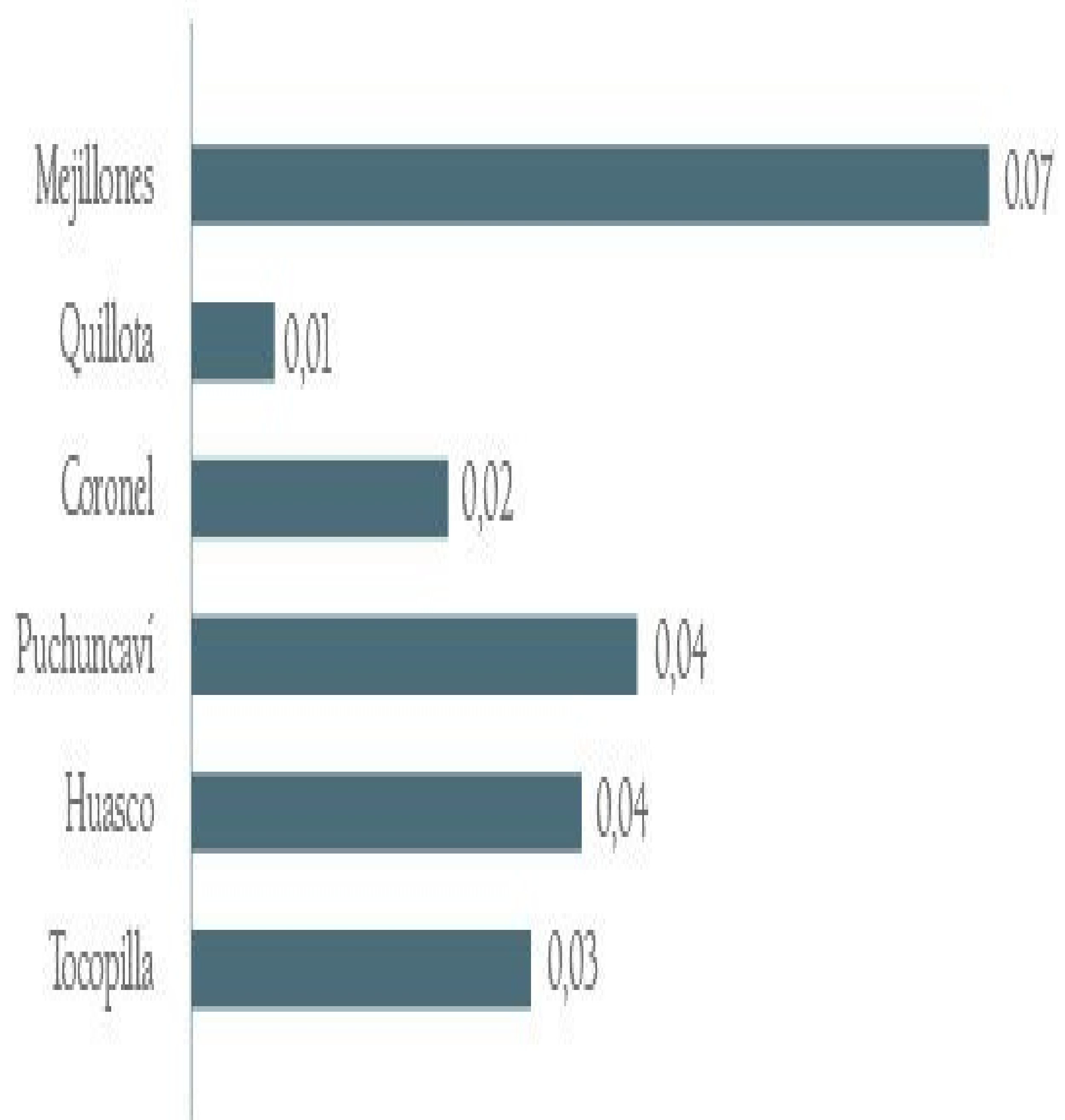

Mejillones
Quillota
Coronel
Puchuncaví
Huasco
Tocopilla
0
2.000
4000
6000
8000
Carbón / Carbón + Petcoke
Gas Natural/GNL
Petróleo

(b) Emisiones Unitarias de NOx (Ton/GWh)



Mejillones
0,89
Quillota
0,18
Coronel
0,87
Puchuncaví
1,29
Huasco
0,80
Tocopilla
1,15

(c) Emisiones Unitarias de MP (Ton/GWh)


Mejillones
0.07
Quillota
0,01
Coronel
0,02
Puchuncaví
0,04
Huasco
0,04
Tocopilla
0,03

Fuente: Elaboración propia en base a información de la CNE y del MMA.

(*) Las emisiones corresponden a las relacionadas con la generación de electricidad.

3.4 Alternativas de Mercado y Regulatorias

El Mercado. Como ya se ha adelantado, el mercado internacional del gas experimenta un aumento estructural de oferta –desplazamiento de la curva de oferta–, causado principalmente por el acelerado desarrollo del shale gas en Estados Unidos. Ello nos permite plantear un escenario base de precios futuros de GN de US$5,5/MMBTU puesto en central, que se desglosa en un precio del GN importado de US$4/MMBTU en puerto, consistente con los precios internacionales de largo plazo más un costo de regasificación y de transporte de US$1,5/MMBTU. A estos precios se produce una sustitución relevante de centrales a carbón por centrales a gas, producto de la propia operatoria del sistema, que despacha según menor costo variable de generación. Esta evolución, resultado únicamente de la operatoria del mercado, se simula en la siguiente subsección. Para precios mayores a los del escenario base se requeriría algún grado de subsidio, el cual, sin embargo, aún resultaría en un costo de abatimiento muy favorable para el gas natural respecto de otras alternativas.

Regulaciones. La regulación que se recomienda es fundamentalmente de naturaleza preventiva. Como se ha indicado, el sistema debe establecer y aplicar ciertas reglas que permitan respaldar la operación del sistema y, en particular, hacerse cargo de la intermitencia de las centrales a base de ERNC. Ello da origen a mecanismos de remuneración que deben reconocer la flexibilidad operativa que tienen los distintos combustibles, el GN en particular. Escapa al alcance de este estudio entrar al detalle de cómo esos servicios debiesen ser remunerados, pero basta mencionar aquí que el énfasis debe ser preventivo, en cuanto a no discriminar a favor de centrales a carbón –o diésel– en desmedro de las centrales a gas al definir este tipo de remuneraciones. Ello cobra especial sentido si se toma en cuenta que las centrales de ciclo combinado tienen por su propia naturaleza tecnológica –tiempos de partida menores– mayores aptitudes para actuar como complemento de las intermitentes ERNC.

A ello se suman los compromisos ya existentes entre el sector privado y el gobierno relativos a un calendario de salida de determinadas centrales a carbón, el plan “Energía Zero Carbón”, anunciado por el gobierno en 2019, en el marco de las actividades previas a la COP 25 organizada por nuestro país.

3.5. Simulaciones

Teniendo en consideración lo anterior, en lo que sigue se simula el rol que puede jugar el GN en el período de transición y las consecuencias que este tiene en las emisiones del sector eléctrico. Las simulaciones consideran las siguientes condiciones generales:

a. Oferta centrales a carbón: no se consideran nuevas centrales en el sistema. Por otra parte, se establecen dos escenarios para la salida de centrales a carbón:

I. Escenario de baja salida: dejan de generar sólo las centrales comprometidas en el plan “Energía Zero Carbón” (Tabla 10).

II. Escenario de alta salida: dejan de generar las centrales a carbón comprometidas, junto con las centrales que tengan más de 30 años de servicio al año de proyección. Para el 2050 no se contempla generación a carbón.

b. Tres escenarios de crecimiento anual del PIB de Chile para 2022-2050:

I. Optimista: 3,5%

II. Intermedio: 2,5%

III. Pesimista: 1,5%

c. Escenarios hidrológicos: Húmedo, intermedio y seco, de acuerdo con las consideraciones presentadas en el Informe de Precio Nudo de la CNE.

d. Precio del gas natural: US$5,5 MMBTU puesto en la central.

e. ERNC (solar y eólica) abastecen los incrementos en demanda siguiendo los siguientes criterios:

I. Hasta 2030, la capacidad instalada de energía solar y energía eólica no puede ser mayor a la demanda diurna promedio.

II. Hasta 2040, la capacidad instalada de energía solar y eólica puede ser mayor a la demanda promedio diurna en un 25%.

III. En el 2050, esta última restricción se relaja hasta llegar a un 50%. Este patrón se adoptó en atención a la previsión de desarrollo en el tiempo de tecnologías competitivas de almacenamiento de energía.

f. Se asume una pérdida de almacenamiento de un 20%[39].

Tabla 10: Cronograma de Cierre de Operaciones de Centrales a Carbón

Central	Potencia MW neta	Fecha salida
Tarapacá	158	dic-19
Ventanas 1	105,7	dic-20
Bocamina 1	122,2	dic-20
Bocamina 2	350	may-22
Ventanas 2	193,5	dic-22
Mejillones CTM 1	162	dic-24
Mejillones CTM 2	172	dic-24

Fuente: Elaboración propia en base a información de la CNE y actualizaciones de prensa.

A modo ilustrativo, la Tabla 11 presenta los resultados de un ejercicio de carácter estático para la matriz de generación, en los que el precio del GN es de a US$5,5/MMBTU. Como se observa, en dicho escenario la generación en base a gas se incrementa en un 66%, mientras que la generación en base a carbón se contrae en un 33%. Este cambio en la matriz implica, a su turno, una reducción de la emisión anual en 4,1 millones de ton CO2, correspondiente al 12% del total emitido por el sector generación eléctrica. En este ejercicio la participación de ERNC y embalses no se alteran, toda vez que estas centrales no ven afectado su despacho por cambios en el precio de los combustibles. Cabe destacar que la reducción de 4,1 millones de toneladas equivale aproximadamente al 25% de la disminución que se requiere para alcanzar la meta de los 95 millones de toneladas de GEI al 2030[40].

Adicionalmente, la sustitución de carbón por GN tiene efectos en las emisiones de impacto local, tal y como se menciona en la sección 4.3. Así, ante un escenario como el de la Tabla 11, en el que el GN incrementaría su participación de 18% a 30% y el carbón se reduce desde 37% a 25%, se dejarían de emitir 6.421 toneladas de NOx y 150 toneladas de MP[41]. Lo anterior se traduce, por ejemplo, en una disminución en el 100% de las emisiones de MP y NOx de Puchuncaví, asociadas a la generación de electricidad, toda vez que en este escenario de simulación las centrales a carbón de esta comuna no serían despachadas.

Tabla 11: Generación por Tipo de Fuente y Emisiones de CO2, 2019 (escenario actual y alternativo)*

Fuente	Generación (GWh/año)		Participación		Variación
	Escenario actual (1)	Escenario alternativo (2)	Escenario actual	Escenario alternativo	(2)/(1)-1
Hidráulica Pasada	11.563	11.563	15%	15%	0%
Hidráulica Embalse	9.230	9.230	12%	12%	0%
Solar	6.300	6.300	8%	8%	0%
Eólica	4.799	4.799	6%	6%	0%
Biomasa/geotermia	2.151	2.151	3%	3%	0%
Gas Natural	14.127	23.443	18%	30%	66%
Carbón	28.372	19.064	37%	25%	-33%
Petróleo diésel/otras	553	545	1%	1%	-3%
Emisiones (miles ton CO2)	**29.915**	**25.813**			**-14%**

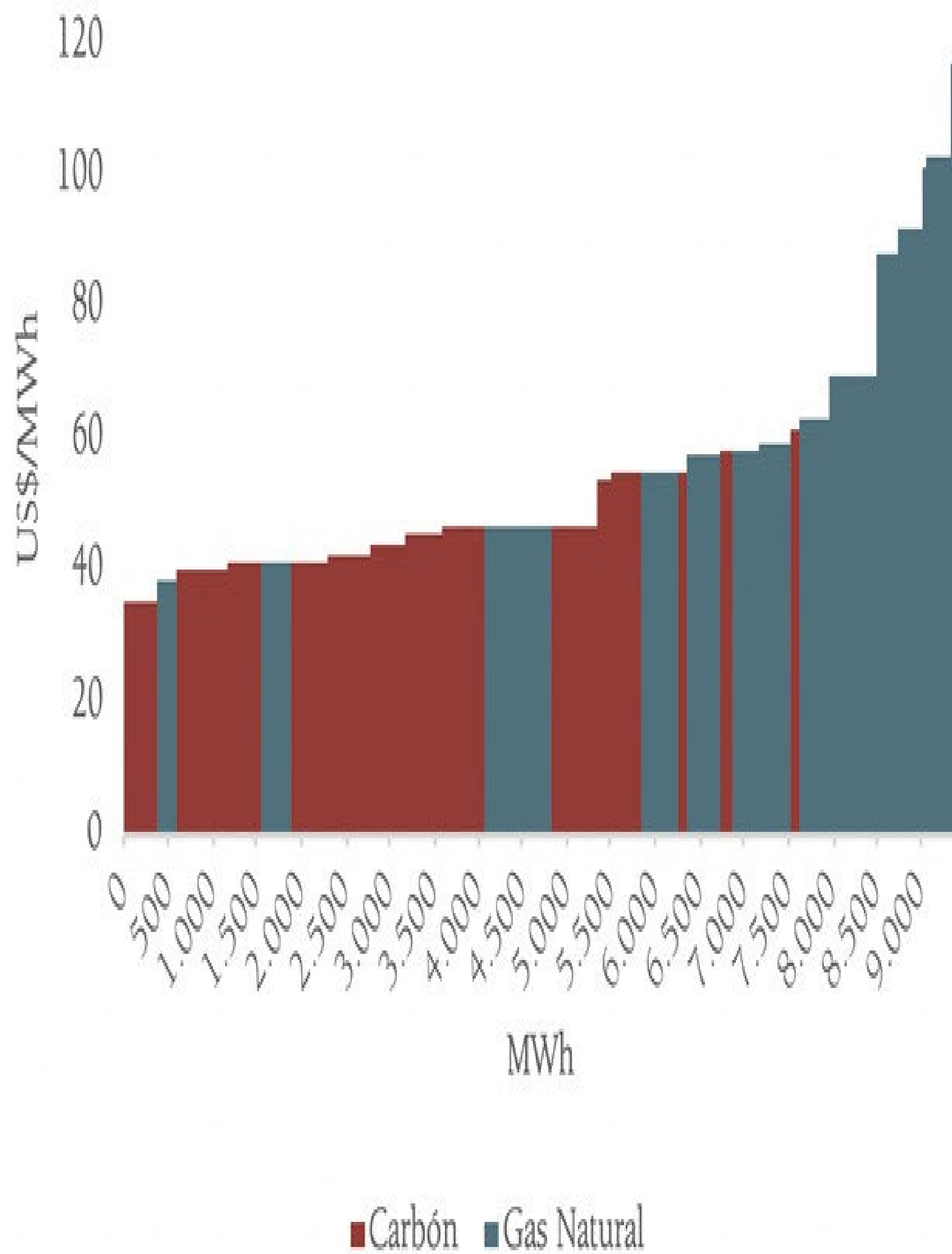
Fuente: Elaboración propia.

* Emisiones de CO_2 estimadas en base a la generación efectiva del 2019.

Asimismo, la Figura 9 presenta la potencia instalada que corresponde a GN y carbón, junto con el costo variable asociado (US$/MWh). El panel de la izquierda muestra cómo se ordenan las centrales en el escenario actual: las centrales a carbón concentran el despacho al inicio de la curva de oferta, con una presencia menor de las centrales a GN en el segmento de menor costo variable (lado izquierdo). En el escenario simulado, sin embargo, cuando el costo del GN se ve reducido, modifica el orden de despacho, las centrales a GN se desplazan hacia el segmento de menor costo variable, lo que en la práctica permite el reemplazo de generación en base a carbón.

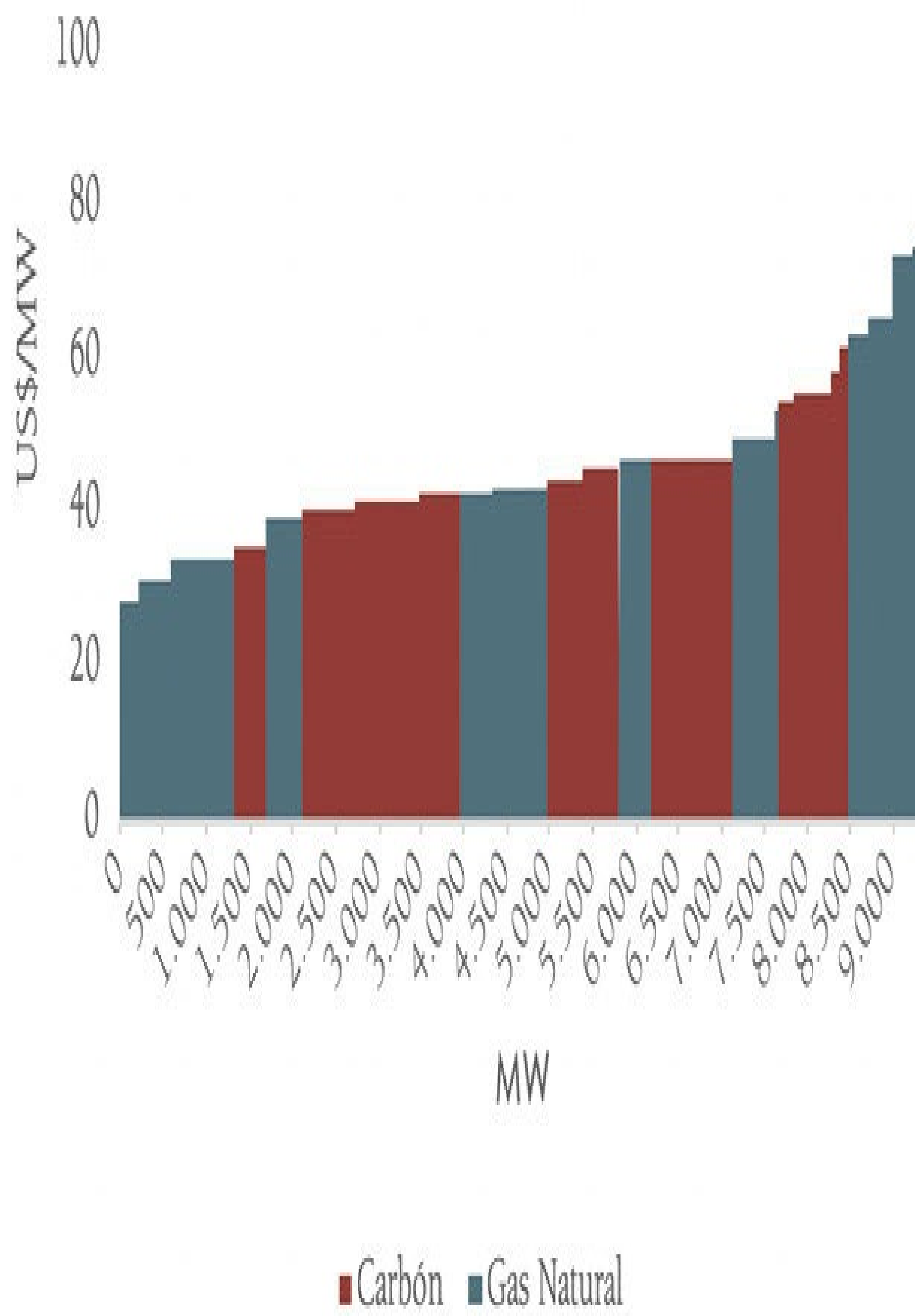
Figura 9: Curva de Oferta, Centrales a GN y Carbón (US$/MWh)

(a) Escenario actual



120
100
80
60
40
20
0
US$/MWh
0
500
1.000
1.500
2.000
2.500
3.000
3.500
4.000
4.500
5.000
5.500
6.000
6.500
7.000
7.500
8.000
8.500
9.000
MWh
Carbón
Gas Natural

(b) Escenario alternativo


100
80
60
40
20
0
US$/MW
0
500
1.000
1.500
2.000
2.500
3.000
3.500
4.000
4.500
5.000
5.500
6.000
6.500
7.000
7.500
8.000
8.500
9.000
MW
Carbón
Gas Natural

Fuente: Elaboración propia.

Siguiendo los procedimientos antes expuestos, se realizaron 9 simulaciones que consideran la expansión de la oferta y la demanda con distintos niveles de crecimiento, junto con escenarios de sensibilización a distintos precios de GN. A continuación, para fines expositivos, se presenta detalladamente uno de los nueve escenarios modelados, el cual considera un crecimiento de la economía intermedio y un escenario hidrológico seco, para los próximos 30 años, al cual llamaremos escenario base[42].

La Tabla 12 presenta los resultados del escenario base. En este escenario las emisiones caen hasta los 4,1 MMtCO2 al año 2050, con una participación de las ERNC superior al 40% en la capacidad instalada y del 75% en la generación anual para dicho año. En términos de costo marginal, este llega a los US$19,8 MWh en un escenario de baja salida de carboneras para el año 2050 y de US$20,5 MWh cuando hay alta salida de carboneras. No obstante lo anterior, vale la pena mencionar que el costo marginal se posiciona por sobre los US$50 MWh, en el año 2030, ante la salida de carboneras y al no existir capacidad de almacenamiento en el SEN. Dicha tendencia se revierte ya en el año 2040, con costos marginales en torno a US$38 MWh, cuando ingresa capacidad de almacenamiento al sistema. Al año 2030 las emisiones de CO2 del sistema eléctrico llegarían a 23,2 MMtCO2, por lo que bastaría una reducción de 5,3 MMtCO2 para alcanzar el objetivo de los 95 millones fijado en la última actualización de los NDC. Así las cosas, bajo estas condiciones el sector eléctrico permitiría resolver un 68% de la brecha que actualmente separa a Chile de la meta de emisión comprometida.

Tabla 12: Resultados Escenario Base, Crecimiento de PIB Intermedio e Hidrología Seca

Fuente	2020	2030		2040		2050	
		Baja salida	Alta salida	Baja salida	Alta salida	Baja salida	Alta salida
Capacidad instalada (GW)							
Gas Natural	3,7	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
Carbón	4,6	3,9	3,3	3,9	2,8	3,9	0,0
Petróleo Diésel	3,7	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Biomasa	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Geotermia	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Hidráulica Embalse	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
Hidráulica Pasada	3,5	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Solar	3,2	6,5	6,5	9,9	9,9	13,1	13,1
Biogas	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Eólica	2,5	4,2	4,2	5,2	5,2	6,3	6,3
Almacenamiento	0,0	0,0	0,0	3,0	3,0	9,5	9,5
Total	25,3	32,5	32,0	39,9	38,8	50,6	46,8
% ERNC	26%	36%	37%	41%	42%	40%	44%
Generación (TWh)							
Gas Natural	13,7	25,6	27,5	18,9	20,2	5,8	9,5
Carbón	27,2	15,0	13,1	11,2	9,8	3,7	0,0
Petróleo Diésel	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Biomasa	1,8	1,9	1,9	1,6	1,7	1,0	1,0
Geotermia	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,1	0,1
Hidráulica Embalse	9,5	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
Hidráulica Pasada	11,2	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1
Solar	7,6	17,7	17,7	37,4	37,4	68,9	68,9
Biogas	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Eólica	5,5	11,0	11,0	13,8	13,8	10,7	10,7
Total	77,7	91,7	91,7	103,3	103,3	110,5	110,5
% ERNC	26%	36%	36%	53%	53%	75%	75%
Costo marginal (US$/MW)	42,7	51,5	56,9	38,5	39,9	19,8	20,5
Emisiones de CO2 (MM ton)	28,0	23,2	22,3	17,3	16,7	5,8	4,1
Emisiones de NOx (miles ton)	24,0	17,7	16,4	13,2	12,2	4,3	1,7
Emisiones de MP (ton)	0,7	0,5	0,5	0,4	0,4	0,1	0,1

Fuente: Elaboración propia.

Además de producirse beneficios en términos de reducción de GEI, el reemplazo del carbón por GN reduciría considerablemente los niveles de contaminación atmosférica en comunas como Puchuncaví o Mejillones, en las que se encuentran emplazadas las centrales a carbón que disminuirían su generación. Estas comunas verían fuertemente reducidas las emisiones de contaminantes locales a partir del año 2030, ya que se dejarían de generar 10,3 TWh anuales en base a carbón, las que se verían reemplazadas parcialmente por 7,9 TWh en base a GN, en un escenario de alta salida. Lo anterior es equivalente a una reducción de 7,6 y 0,2 miles de toneladas de NOx y MP, respectivamente. A modo de contexto, dicha disminución equivale al 82% de las emisiones de NOx y 24% del MP de la comuna de Mejillones, asociado a la generación de electricidad. Ya para el año 2050, cuando el sistema cuente con capacidad de almacenamiento, la generación a carbón no exista (alta salida) y sólo un 9% de la generación sea en base a GN, las emisiones de NOx y MP se reducirían a un 5% de su nivel actual[43]. Así las cosas, el reemplazo de carbón por GN podría no sólo ayudar al cumplimiento de las metas comprometidas en la reducción de GEI, sino que también reducir significativamente la contaminación en algunas de las zonas industriales saturadas del país.

Por su parte, la Tabla 13 presenta un ejercicio de sensibilización en donde se analiza cómo los cambios en el precio del GN afectan la generación en base a este combustible, junto con las emisiones de CO2 y el costo marginal del sistema, para el año 2021 y con los supuestos del escenario antes descrito. Así, con un precio de US$4,5 MMBTU, el GN representaría el 30,6% de la generación de la matriz, un total de 23,8 TWh, también se emitirían casi 2 millones de toneladas de CO2 menos que en el escenario base. Asimismo, el costo marginal del sistema se ubicaría en US$47,4/MWh. Por el contrario, con un precio de US$6,5 MMBTU, la generación llegaría a 17,2 TWh, dando cuenta del 22,1% de la generación total, mientras que las emisiones aumentarían en un millón de toneladas y el costo marginal se incrementaría en US$3,3/MWh, con respecto al escenario base.

Tabla 13: Sensibilización Precio Gas Natural y Generación 2021

Precio GN (US$/MMBTU)	Generación GN 2021 (TWh)	% del total generado	Emisiones de CO_2 (MM ton)	Costo marginal (US$/MWh)
4,5	23,8	30,6%	26,1	47,4
5,0	21,3	27,4%	27,2	48,1
5,5	19,6	25,2%	28,0	48,7
6,0	17,8	22,9%	28,7	50,2
6,5	17,2	22,1%	28,9	51,9

Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 14 presenta un resumen de los cambios en este sector, junto con los instrumentos necesarios para lograr estos cambios, el impacto esperado y el costo fiscal asociado. Como ya se mencionó, el aumento de participación del GN en SEN no tiene costo fiscal, no se requiere un instrumento de política pública, ya que las condiciones de mercado serían suficientes para lograr la sustitución de carbón por GN.

Tabla 14: Resumen Sector Eléctrico

¿Qué cambia?	Instrumento	Impacto esperado	Costo Fiscal
Aumenta participación del GN en la generación de electricidad. **Se dejan de emitir 4,1 millones de toneladas de CO_2**	Políticas coadyuvantes: Neutralidad, o no discriminación del GN, en el reglamento de servicios complementarios.	Sustitución de carbón por GN permite **reducir en un 13,7% las emisiones de CO2** del sector eléctrico (4,1 millones de toneladas). En el escenario base, permite que el **sector eléctrico contribuya a resolver un 68% de la brecha q**ue separa a Chile de la meta de emisión comprometida al año 2030.	Escenario base **no tiene costo fiscal.**

Fuente: Elaboración propia.

3.6. Costo de Abatimiento

Los impactos antes referidos tienen en la práctica cero costo, ya que todas las simulaciones trabajan sobre la base que no existe interferencia de mercado más allá de los compromisos que se suponen respecto del retiro de ciertas centrales a carbón. Por lo mismo, en el escenario base en que el precio del GN se supone de US$5,5/MMBTU puesto en la central, la reducción de GEI alcanza las 6,6 MMtCO2 en el año 2021, mientras que si el precio sube a US$6,0/MMBTU la reducción es de 5,9 MMtCO2, de acuerdo con nuestras simulaciones.

Por otra parte, si se quisiera mantener las reducciones obtenidas en el escenario base, pero con un precio del GN importado superior a los US$5,5/MMBTU que se prevé como escenario central, lo que correspondería sería subsidiar a las centrales marginales a GN, aquellas que quedaron fuera en la simulación en que el precio subió. Esto se logra, a mínimo costo, proveyendo un subsidio variable según el costo de cada central: cero para las “intramarginales”, aquellas que siguen operando aún si el precio sube, y positivo y creciente de ahí en adelante para las centrales que en el margen permitan desplazar generación en base a carbón (requeriría que el subsidio se considerara como costo variable a efectos del despacho). Así, estimamos en un escenario de precios relativamente altos para lo que se espera en el futuro próximo, por ejemplo de US$6,0/MMBTU, se requeriría un desembolso anual de US$5,9 millones para generar los mismos efectos que se esperan en un escenario de US$5,5/MMTBU. En este marco, se lograrían generar 1,7 GWh extra en base a GN, lo que representa un subsidio unitario de US$3,4 por MWh adicional generado. En este escenario, el costo de abatimiento asociado a esta medida ascendería a US$8,5/tCO2, número que se compara muy favorablemente con otras opciones de abatimiento. A modo de referencia, tratándose de energía eléctrica se estima que el costo de abatimiento de una central termosolar de concentración ascendería a US$73,1/tCO2[44].

Capítulo 4

Rol del Gas Natural en la reducción de emisiones del sector industrial

4.1 Caracterización de las Emisiones del Sector Industrial

Las emisiones del sector industrial se contabilizan en distintos capítulos del inventario nacional, en función de los lineamientos establecidos por el IPCC. De acuerdo a esto, las emisiones pueden ser encontradas en tres capítulos del inventario: consumo de energía eléctrica (Categoría 1.A.1.a. Energía – Generación de Electricidad, en adelante “Electricidad”), emisiones producto de la quema de combustibles para el uso propio de las industrias (1.A.2. Energía – Industrias manufactureras y de la construcción, en adelante “Energía distinta de la electricidad”) y emisiones producidas en las actividades industriales durante la transformación de materias primas por medios químicos o físicos (2. Procesos industriales y uso de productos – IPPI, en adelante “Procesos Industriales”), tal y como se observa en la Tabla 5 de este informe.

Por otra parte, del INGEI se puede obtener el detalle de las emisiones del sector industrial para el consumo de energía distinta de la electricidad y para los procesos industriales, pero no para las emisiones industriales producto del consumo de electricidad. Para este último caso, en que los GEI se reportan para la matriz nacional en su conjunto, las emisiones asociadas al consumo del sector industrial se pueden estimar a partir del Balance Nacional de Energía, en el que se reporta el consumo de electricidad a nivel de sector económico. Este desglose se presenta en la Tabla 15. Como se aprecia en ella, el sector industrial y minero da cuenta del 61% del consumo de electricidad, siendo la minería del cobre responsable de más de la mitad de dicho consumo.

Tabla 15: Consumo de Electricidad Según Sector (energía en TCal), 2018

Sectores	Consumo	%
Sector Industrial y Minero	40.115	61%
Cobre	20.963	32%
Industrias Varias	9.226	14%
Papel y Celulosa	4.881	7%
Agroindustria	2.083	3%
Minas Varias	792	1%
Hierro	629	1%
Siderurgia	588	1%
Cemento	455	1%
Salitre	202	0%
Construcción	142	0%
Pesca	114	0%
Petroquímica	26	0%
Azúcar	14	0%
Sector Comercial, Público y Residencial	21.704	33%
Sector Energético: Consumo Propio	2.595	4%
Sector Transporte	1.057	2%
Total	65.471	100%

Fuente: Elaboración propia a partir de información del Balance Nacional de Energía.

Al prorratear las emisiones de la generación eléctrica por su participación, se obtiene una aproximación a los GEI asociadas al consumo eléctrico del sector industrial. Así, de la Tabla 16 se desprende que las emisiones totales del sector industrial alcanzan 44,3 MMtCO2eq, la mayoría proveniente del consumo de electricidad (21,2 millones de toneladas), cuyo detalle puede ser encontrado en el Capítulo 3 de este informe. Le sigue en importancia la energía distinta de la electricidad (16,1 millones de toneladas) y finalmente las emisiones producto de procesos industriales (16%).

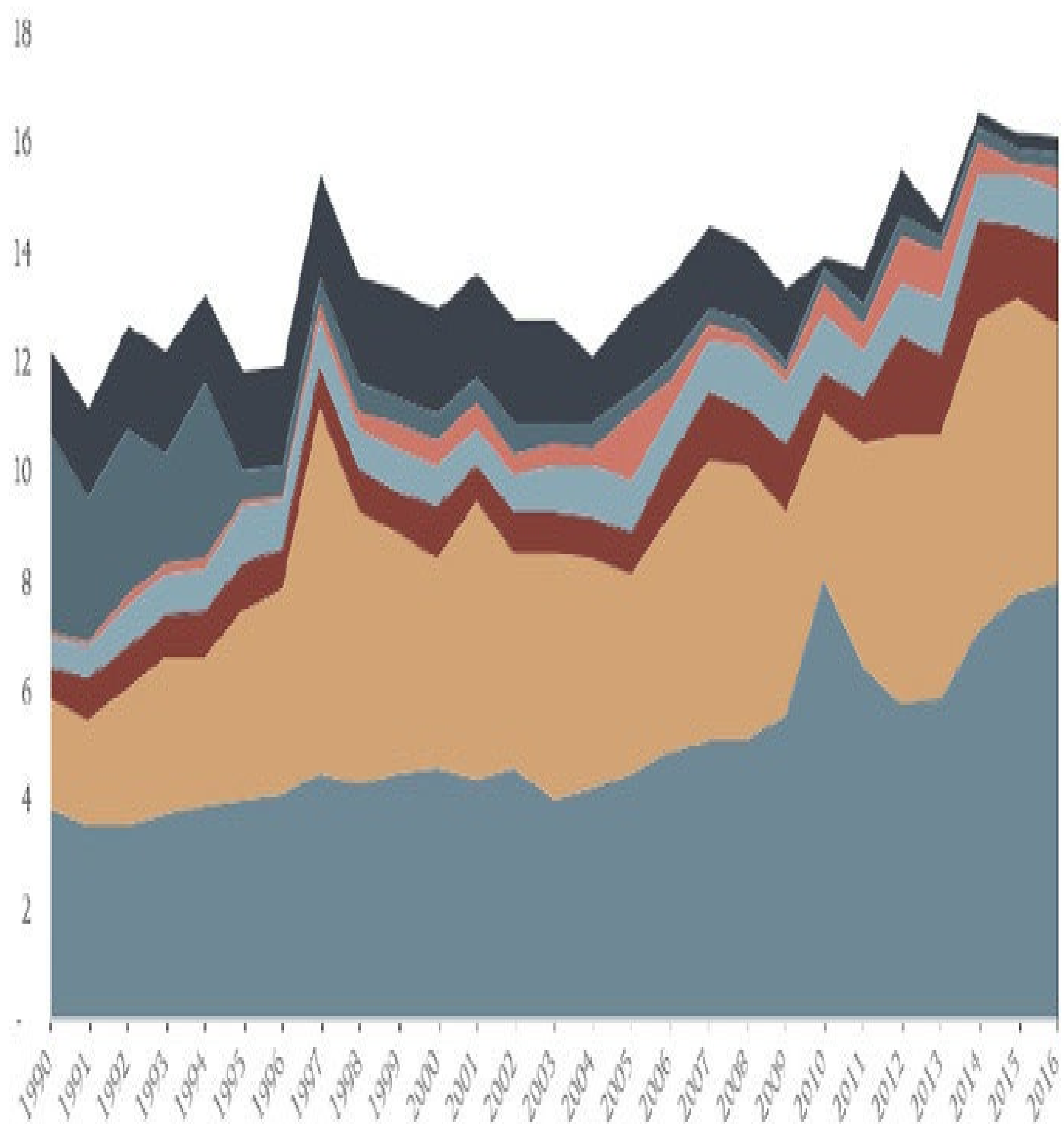
Tabla 16: Emisiones de GEI del Sector Industrial, por Categoría (kilotoneladas de CO2 eq)

Subsector	Emisiones	%
Electricidad	21.188	48%
Energía distinta de la electricidad	16.129	36%
Procesos industriales y uso de productos	6.939	16%
Total	44.256	100%

Fuente: Elaboración propia a partir del Inventario Nacional de Emisiones de GEI (INGEI, 2018, datos hasta año 2016) y el Balance Nacional de Energía.

La energía distinta de la electricidad contiene las emisiones de GEI generadas por la quema de combustibles fósiles en la industria, incluyendo la quema para generación de electricidad y calor para el uso propio de la industria. La Figura 10 muestra la evolución de estas emisiones durante el período 1990-2016, desagregadas a nivel de industria, en la cual se observa el crecimiento de los GEI provenientes de este sector, los cuales pasaron de 12,3 millones de toneladas en 1990 a 16,1 millones de toneladas el 2016 (a una tasa de crecimiento anual compuesto del 1,1%). Desagregando a nivel de industria, resalta la minería como el principal contribuyente a las emisiones de energía no eléctrica, siendo responsable del 49% del total, las cuales se duplicaron en los últimos 15 años, pasando de 3,8 a 8 millones de toneladas de CO2 eq. Si estas últimas se desglosan por tipo de mineral, se tiene que el cobre explica en torno al 70% de estas emisiones, siendo las restantes correspondientes a la energía no eléctrica, utilizada principalmente en la minería del hierro y el salitre. Cabe señalar que en este apartado del inventario se contabilizan las emisiones provenientes del uso de combustibles empleados en el funcionamiento de calderas y camiones, por lo que el aumento de las emisiones ha guardado directa relación con el incremento de la producción minera, pero también con la caída de las leyes del mineral y el envejecimiento de las minas explotadas, lo que ha implicado mayores distancias recorridas por la flota de camiones para mover el material[45]. Otras industrias relevantes en las emisiones de este sector son pulpa, papel y celulosa, responsables de 1,5 millones de toneladas de CO2 eq al 2016 (10% del total) y la minería no metálica (1 millón de toneladas; 6% del total). En estos casos, las emisiones están asociadas a la quema de combustibles fósiles en sus procesos industriales.

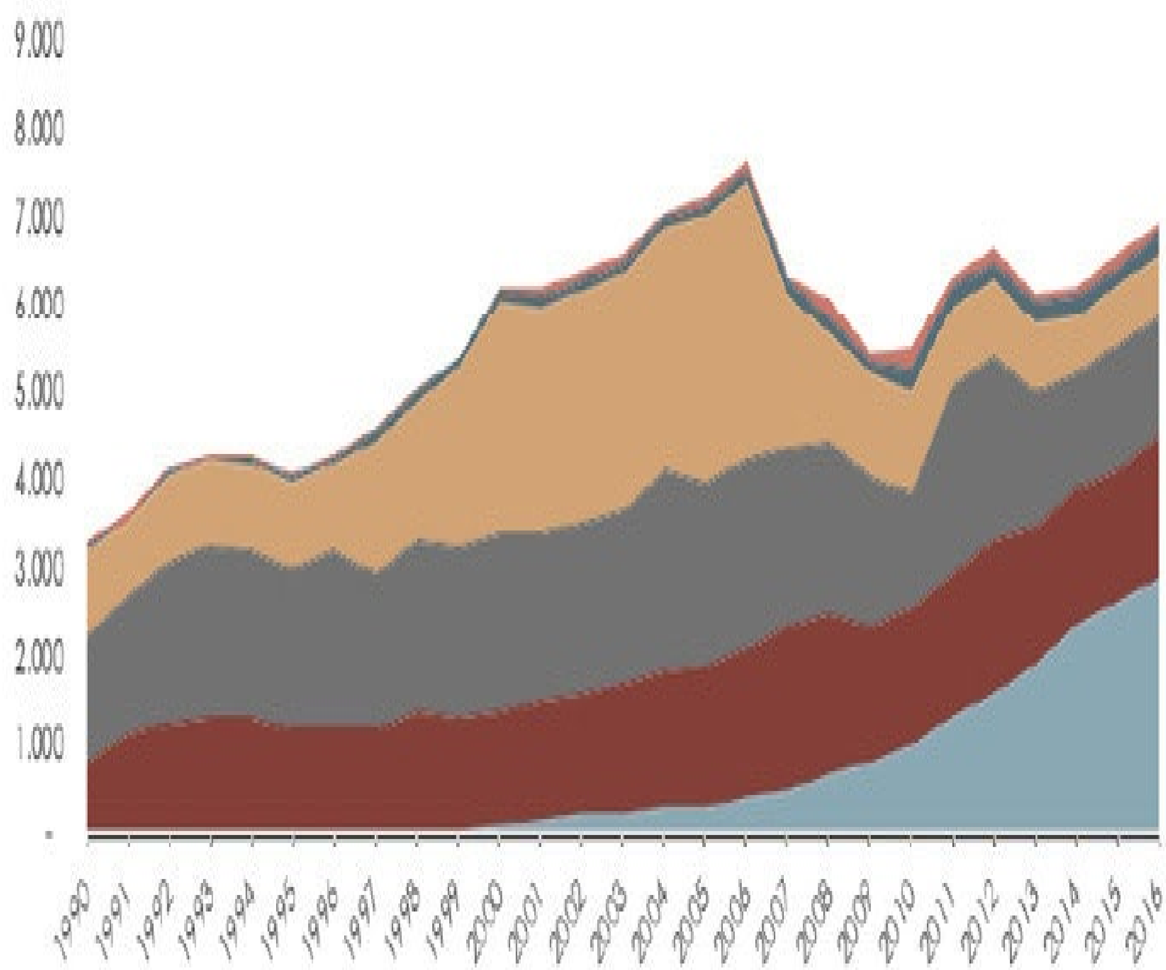
Figura 10: Emisiones de Energía Distinta de Electricidad por Subsector Industrial (millones de toneladas de CO2 eq), 1990-2016


18
16
14
12
10
8
6
4
2
-
1990
1991
1992
1993
1994
1995
1996
1997
1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
Minería de cobre (con excepción de combustibles)
Industria no especificada
Pulpa, papel e imprenta
Minerales no metálicos
Sustancias químicas
Procesamientos de alimentos, bebidas y tabaco
Hierro y acero

Fuente: Inventario Nacional de Emisiones de GEI (INGEI, 2018, datos hasta 2016).

Por otra parte, la Figura 11 muestra la evolución de las emisiones provenientes de los procesos industriales (IPPU) durante el periodo 1990-2016. De ésta se tiene que las emisiones de este sector, que se estiman en 6,9 millones de toneladas para el 2016, aumentaron un 111% respecto a los 3,3 millones de toneladas que se registraron el año 1990. Con todo, vale consignar que estas cayeron en los últimos 10 años, luego de alcanzar su peak el año 2006, de la mano de la industria química. Dicha reducción se debió a la caída de la producción de metanol y a la incorporación de sistemas de abatimiento del N2O en la industria del ácido nítrico a partir de 2007[46]. De los GEI reportados el año 2016, el 41% correspondieron a uso de productos en refrigeración y aire acondicionado, mientras que el 23% corresponde a la industria de los minerales –en el que se incluyen las emisiones de la producción de cemento (13%), cal (9%) y vidrio (1%)–, y la industria de los metales (19%), cuya totalidad corresponde a la producción de hierro y acero.

Figura 11: Emisiones de Procesos Industriales y Uso de Productos (IPPU) (millones de toneladas de CO2 eq), 1990-2016



9.000
8.000
7.000
6.000
5.000
4.000
3.000
2.000
1.000
-
1990
1991
1992
1993
1994
1995
1996
1997
1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
Industria electrónica
Productos no energéticos de combustibles y uso de sol-
Manufactura y utilización de otros productos
Industria química
Industria de los metales
Industria de los minerales
Uso de productos como sustitutos de las sustancias que agotan la capa de

Fuente: Inventario Nacional de Emisiones de GEI (INGEI, 2018, datos hasta 2016).

En conclusión, la mayoría de las emisiones del sector industrial en Chile provienen de la industria minera, específicamente de la minería del cobre. Lo anterior no es de extrañar si se tiene en cuenta que Chile es el principal productor de cobre a nivel mundial y que este producto da cuenta en torno de un 40% de las exportaciones nacionales. El resto de las emisiones del sector industrial, distintas a las asociadas al consumo eléctrico, tienen origen en un conjunto amplio de procesos industriales que utilizan combustibles fósiles. Asimismo, debe señalarse que, más allá de los objetivos de política que puedan devenir de los compromisos de Chile en materia de reducciones de GEI, los propios mercados de capitales han paulatinamente incorporado consideraciones de sustentabilidad en sus inversiones, lo que en el caso de Chile afecta especialmente al cobre.[47] De ahí que más allá de las consideraciones de política o de políticas que pueda impulsar el gobierno, serán en muchos casos las propias empresas las que procurarán reducir su impacto en GEI, para lo cual, como se verá, el GN resulta funcional.

En consecuencia, en lo que sigue enfocamos el análisis a la minería del cobre, específicamente a la energía que esta ocupa en sus procesos productivos, y a los combustibles que se utilizan en los procesos industriales.

4.2 Rol del Gas Natural y las Emisiones del Sector Minero

Para analizar el rol potencial que podría tener el GN en la reducción de las emisiones del sector minero, se requiere entender la composición del consumo energético de este sector. De la Tabla 17, construida a partir de información del Balance Nacional de Energía, se tiene que el 51,5% de la energía consumida por la minería del cobre corresponde a electricidad y el 42,8% a petróleo diésel. En la misma tabla resalta el rol más bien marginal que tiene el GN, con un consumo anual de 140 millones de m^3 equivalente al 3,2% de la demanda en términos de equivalencia energética, el que es usado como fuente calórica.

Tabla 17: Consumo de Combustible de la Minería del Cobre, por Equivalencia Energética y Cantidad de Combustible, 2018

Combustible	Equivalencia energética		Cantidad de Combustible	
	TCal	%	Unidad	Cantidad
Electricidad	20.963,1	51,50%	GWh	24.375,75
Petróleo Diésel	17.408,2	42,80%	Mil m^3	1.901,29
Gas Natural	1.306,0	3,20%	Millones m^3	139,82
Petróleo Combustible	834,5	2,10%	Mil ton	79,47
Kerosene	119,3	0,30%	Mil m^3	13,27
Gas Licuado	39,6	0,10%	Mil ton	3,27
Coque Mineral	11,4	0,00%	Mil ton	1,63
Coque de Petróleo	2,4	0,00%	Mil ton	0,35
Kerosene de Aviación	0,1	0,00%	Mil m^3	0,01
Total	**40.684,7**	**100,0%**		

Fuente: Elaboración propia a partir del Balance Nacional de Energía (2018).

De acuerdo a información reportada por Cochilco en la actualización más reciente de las emisiones de GEI directos en la minería del cobre (2020), el 92% de las emisiones directas –es decir, de aquellas que no provienen del consumo de energía proveniente de la matriz eléctrica– procede del uso de petróleo diésel, y el 88% de su consumo se concentra en la minería de rajo abierto, en donde es empleado como combustible para los camiones que transportan el mineral[48].

De lo anterior se concluye que cualquier esfuerzo que apunte a reducir las emisiones directas de la minería necesariamente debe hacerse cargo de los camiones que transportan mineral, los cuales operan prácticamente en su totalidad en base a petróleo diésel, dando cuenta de casi un 90% de los GEI directos del sector. Para ello, se requeriría de esfuerzos que incentivaran a las empresas a invertir en tecnologías que les permitan sustituir, parcial o totalmente, sus camiones operados en base a diésel por algún combustible menos contaminante.

Para estos efectos, dos han sido los combustibles que han sido propuestos para reemplazar parcial o totalmente el diésel: el GNL y el hidrógeno. El GNL destaca por ser un combustible que puede ser cargado a una velocidad similar a la del diésel y que ha presentado una ventaja sistemática en precio en la última década[49]. Por otra parte, si bien la adopción de esta tecnología es más bien incipiente, su desarrollo ya se encuentra en fase de madurez, y ha sido implementada exitosamente en algunas faenas mineras. Destaca en particular la minera Fresnillo, que en 2013, en alianza con Caterpillar, inició un proyecto piloto para operar camiones de tecnología mixta, a base de GNL y diésel, en la faena La Herradura (México), el cual ha sido replicado en minas de Turquía y Estados Unidos. Este proyecto permitió reducir el consumo de diésel en hasta un 70% y reducir los costos y las emisiones en torno a un 30%[50]. Asimismo, el año 2016, la empresa canadiense Teck Resources, en una alianza con Fortis BC,

inició un proyecto piloto para abastecer seis camiones de extracción en la operación de carbón siderúrgico en Fording River (British Columbia, Canadá), en un esfuerzo por reducir sus emisiones[51].

En contraste con ello, el uso de hidrógeno en camiones mineros está aún en etapa de desarrollo y sólo se han implementado algunos pilotos de reciente inicio. Destaca en particular el proyecto que están llevando de manera conjunta Anglo American y ENGIE en Sudáfrica, que se espera iniciar en el año 2020. Cabe señalar que se proyecta que este piloto entregue sus primeros resultados el año 2025, por lo que la implementación extendida requiere un período muy largo aún.

Siguiendo la tendencia antes referida, en Chile se han comenzado a explorar alternativas para sustituir al menos parcialmente el consumo del petróleo diésel en los camiones mineros por combustibles menos contaminantes. Por ejemplo, Codelco declaró en su Memoria de 2018 que se encontraba estudiando la factibilidad de usar GNL para alimentar los camiones en sus operaciones en minas a rajo abierto, mientras que desde 2017 Corfo se encuentra impulsando proyectos para la operación de camiones mineros en base a una combustión dual con mezcla de hidrógeno y diésel[52].

Si bien se estima que en el largo plazo la industria minera aborde el problema de las emisiones usando camiones en base a electricidad, se requerirían al menos dos décadas de desarrollo tecnológico para que esta solución pueda ser implementada. En efecto, un estudio reciente elaborado por la consultora McKinsey para el Gobierno de Chile estimó que la electrificación de camiones mineros recién comenzaría a ser implementada en 2040[53], mientras que la consultora Energy 2 Business, en un estudio recientemente realizado para Generadoras de Chile, proyectó la adopción de esta tecnología para el año 2050[54]. En consecuencia, existiría un periodo de transición de al menos 20 años en los que el gas natural podría jugar un rol relevante en la reducción de emisiones de la industria minera.

La adopción del GNL durante el periodo de transición presenta una serie de ventajas que la hacen destacar por sobre el hidrógeno. En primer lugar, no se requeriría desarrollar la tecnología, sino que bastaría con adoptarla. En segundo lugar, la reconversión de camiones mineros a motores en base a GNL podría ser implementado en el corto plazo, hecho de gran importancia para la minería nacional. Esto último, pues algunos de los proyectos más relevantes se encuentran en etapa de madurez y su horizonte de desarrollo podría ser inconsistente con el tiempo que requiere el hidrógeno para afianzarse como tecnología en la minería. Finalmente, la adopción del GNL corresponde a una medida costo efectiva. La Tabla 18 da cuenta de aquello, en la cual se simulan los costos asociados a la reconversión de un camión minero para que pueda operar de manera combinada con diésel y GNL, y se presenta el ahorro respecto al escenario base en que el camión opera únicamente en base a diésel. Las simulaciones presentadas en la tabla corresponden a un camión que se reconvierte al comienzo de su vida útil y a la mitad de ésta, estimándose por tanto los ahorros para un periodo de 15 y 7 años, respectivamente. Adicionalmente, se consideran distintas tasas de sustitución de combustible en base a la experiencia internacional, siendo el escenario más conservador uno en el que se sustituye el 55% del combustible por GNL, y el menos conservador uno que asume un reemplazo del 70%. Para cada escenario se estimaron los costos asociados al uso de combustible y al diferencial en el costo de mantenimiento para los camiones que funcionan con tecnología mixta, así como también el costo asociado a la inversión inicial de la reconversión. De la tabla se concluye que en cada uno de los escenarios simulados, la decisión de reconversión de los camiones resulta ser costo efectiva, asumiendo que los precios de largo plazo de los combustibles son congruentes con los que se están proyectando en la actualidad.

Tabla 18: Análisis de Rentabilidad para la Reconversión de un Camión Minero de Diésel a GNL[55]

	15 años			7 años		
	VNA	Ahorro (Miles US$)	Ahorro Anual (Miles US$)	VNA 7 años	Ahorro (MMUS$)	Ahorro Anual (Miles US$)
100% diésel	6,68	-	-	4,28	-	-
45% diésel, 55% GNL	6,25	433,9	28,9	4,18	97,7	14,0
35% diésel, 65% GNL	6,04	638,2	42,5	4,05	228,5	32,7
30% diésel, 70% GNL	5,94	740,4	49,4	3,98	293,9	42,0

Fuente: Elaboración propia.

4.3 Simulaciones

Para efectos de evaluar el impacto en la reducción de las emisiones directas de la minería del cobre asociadas a los camiones mineros, al sustituir parte del consumo de diésel por GNL, se procedió de la siguiente manera:

1. Del INGEI se obtuvieron los GEI directos del sector minero en el año 2016, los cuales alcanzaron 7,97 millones de toneladas de CO2 (sin incluir el uso de electricidad).

2. Del Tercer Informe Bienal de Actualización de Chile sobre Cambio Climático se obtuvo la participación de la minería del cobre en la emisión total de GEI del sector minero. En dicho documento se señala que éstas correspondieron al 68,9% de las emisiones del sector minero.

3. Aplicando esta razón, se obtuvieron emisiones de 5,489 millones de toneladas de CO2 eq para la minería del cobre.

4. Luego, del Informe de Cochilco sobre las emisiones de GEI del sector minero del cobre se obtiene la razón de los GEI asociados al uso de diésel, que se estima en 92%.

5. Aplicando dicha razón, estimamos que las emisiones asociadas al uso del diésel corresponden a 5,05 millones de toneladas anuales de CO2 eq.

6. De acuerdo a lo informado por la Northwest Gas Association, se tiene que la sustitución de diésel por GNL reduce las emisiones en un 30%[56].

7. Finalmente, se asumieron distintas proporciones de reemplazo del diésel por GN, en términos de equivalencia calórica, estimándose las reducciones en emisiones asociadas a cada nivel de sustitución, las cuales se presentan en la Tabla 19. Luego, si se reemplaza el 10% del consumo de diésel por GNL, se reducirían las emisiones directas de la minería del cobre en 151,5 mil toneladas de GEI, cifra que podría subir hasta 454,5 mil toneladas en caso de que la sustitución alcance el 30%.

Tabla 19: Ahorro en Emisiones de GEI para Distintas Tasas de Sustitución de Diésel por GNL (en miles de toneladas de CO2 eq)

Porcentaje de sustitución	Ahorro en emisiones
5%	75,8
10%	151,5
15%	227,3
20%	303,0
25%	378,8
30%	454,5

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, es menester mencionar que la implementación de un proyecto de esta naturaleza en Chile, en que se sustituya parte del diésel consumido por los camiones mineros por GNL, es perfectamente factible, especialmente si se tiene en consideración que el gas que llega al puerto de Mejillones ya se encuentra licuado, lo que reduce costos y facilita las labores logísticas asociadas a la distribución. Adicionalmente, la zona de influencia del terminal de Mejillones permitiría abordar parte importante de la gran minería del cobre, porque en dicha región se sitúa el 54% de la producción de cobre del país, incluyendo las principales minas de Codelco como Chuquicamata, Radomiro Tomic, Ministro Hales y Gaby, y las privadas Minera Escondida, Collahuasi, Anglo American Sur, Los Pelambres y Spence.

Costo de Abatimiento. No se dispone de información con un nivel de detalle que permita estimar el costo de abatimiento de una adopción parcial de GNL en el transporte minero como la indicada. Con todo, la experiencia de la minera Fresnillo y las consideraciones respecto de las recientes tendencias en el mercado de capitales, que comienza a castigar a empresas con elevada huella de carbono, lo que impacta directamente en el costo de capital –ver nota 55- permiten suponer que el costo de abatimiento final podría ser cercano a cero. En efecto, y de acuerdo a las simulaciones presentadas en la Tabla 18, reconvertir un camión minero a la mitad de su vida útil para que pueda operar de manera dual con diésel y GNL podría traducirse en ahorros anuales para las empresas entre US$14 mil y US$42 mil.

Medidas de Política. Las medidas de política coadyuvantes podrían estar en el ámbito de la promoción de la innovación. Sería bienvenida en este sentido una modificación del foco de Corfo, desde la promoción de tecnologías menos maduras a la, más práctica, adopción parcial del GN. Finalmente, la Tabla 20 resume los cambios planteados.

Tabla 20: Resumen Sector Industrial

¿Qué cambia?	Instrumento	Impacto esperado	Costo Fiscal
Uso del GN en camiones mineros fuera de ruta.	Políticas coadyuvantes: Promoción de la innovación.	Se reducen las emisiones de la minería del cobre en 146,6 mil toneladas de GEI.	Recambio de la flota **no tiene costo fiscal. Neutral desde el punto de vista privado.**

Fuente: Elaboración propia.

4.4 El Rol del Gas Natural y las Emisiones de Calderas y Hornos Industriales

Tal y como se mencionó, las emisiones del sector industrial que son distintas a electricidad ascienden a 16 millones de toneladas de CO_2; de éstas, un 49% proviene del sector minero y el 51% restante tienen origen en distintos procesos industriales, principalmente, a partir del uso como combustibles en calderas y hornos.

El sector industrial utiliza calderas y hornos para llevar a cabo sus procesos industriales, desde generar calor y vapor para procesar alimentos o elaborar celulosa o papel. Estas calderas y hornos pueden funcionar en base a derivados del petróleo o gas natural. La decisión del combustible a utilizar depende de su precio del combustible y de la normativa de emisiones. En este caso, las alternativas principales son el diésel, el gas natural y los petróleos pesados (también conocidos como Fuel Oil o FO), como el petróleo N°6 o N°5 (FO6 y FO5, respectivamente). La Tabla 21 da cuenta de las principales propiedades de estos combustibles en cuanto a niveles de emisiones de GEI y contaminantes locales. Tal como se aprecia en la tabla, el petróleo N°6 genera más emisiones de $MP_{2,5}$, NO_x y SO_2 que el diésel y el gas natural, los cuales son los principales componentes de la contaminación de ciudad.

Tabla 21: Factores de Emisión Caldera Industrial (kg/kg)

Emisión (kg/kg)	Diésel	Petróleo N°6 (1)	GN (2)
MP 2,5	0,00003	0,00094	0,00017
NOx	0,00283	0,00676	0,00226
SO_2	0,00420	0,02364	0,00028
CO_2	3,12	3,09	2,69

Fuente: Elaboración propia en base a “AP-42: Air Emissions Factors and quantification” de la Agencia de Protección Ambiental (EPA).

En este caso, y de manera análoga a lo que ocurre en el sector eléctrico, existen una serie de combustibles en competencia que tienen distintos niveles de emisiones. El GN es el combustible de menor emisión, con capacidad de reducir en un 82% y 99% las emisiones de MP2,5 y SO2, respectivamente, con respecto al petróleo N°6. En cuanto a los efectos en términos de emisiones de GEI, el potencial de reducción es menor, en torno a un 13%; ahora, cuando se considera el poder calorífico, la reducción llega a un 39% con respecto al FO6, como veremos más adelante.

Por otra parte, de acuerdo con la información del Balance de Energía elaborado por el Ministerio de Energía, el sector papel y celulosa concentran el 45% del consumo de petróleos pesados en el país, seguido por la minería del cobre y la pesca con un 16% cada uno (Tabla 22). Dichas actividades se desarrollan, principalmente, en la región del Biobío, Antofagasta y Los Ríos. Así, no es raro que estas regiones concentren más del 69% de las ventas de petróleo N° 6 del país (Tabla 23).

Tabla 22: Consumo Sectorial de Petróleos Pesados, 2018 (teracalorías y m^3)

Sector	Teracalorías	m^3	%
Cobre	834,46	84.097,50	16,3%
Salitre	125,53	12.651,49	2,4%
Hierro	0,00	-	0,0%
Papel y Celulosa	2.284,84	230.268,44	44,6%
Siderurgia	0,00	-	0,0%
Petroquímica	0,00	-	0,0%
Cemento	14,35	1.445,88	0,3%
Azúcar	2,58	259,68	0,1%
Pesca	831,13	83.762,39	16,2%
Agroindustria	373,06	37.597,36	7,3%
Construcción	34,28	3.455,17	0,7%
Industrias Varias	342,33	34.500,59	6,7%
Minas Varias	283,52	28.573,15	5,5%
Total	5.126,08	516.611,65	100%

Fuente: Elaboración propia en base a información del Ministerio de Energía.

Nota: Corresponde a petróleo N°6 y Nº5, donde este último da cuenta de menos del ١٪ de las ventas.

Tabla 23: Ventas de Petróleo Pesado N° 6 por Región, 2018 (m^3)

Región	m3	%
Arica y Parinacota	18.330	3,4%
Tarapacá	34.705	6,5%
Antofagasta	82.154	15,4%
Atacama	26.735	5,0%
Coquimbo	1.207	0,2%
Valparaíso	12.301	2,3%
Metropolitana de Santiago	511	0,1%
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	1.495	0,3%
Maule	47.397	8,9%
Biobío	245.112	46,1%
La Araucanía	-	0,0%
Los Ríos	43.474	8,2%
Los Lagos	18.385	3,5%
Aisén del Gral. Carlos Ibáñez del Campo	-	0,0%
Magallanes y de la Antártica Chilena	-	0,0%
Total	531.803	100,0%

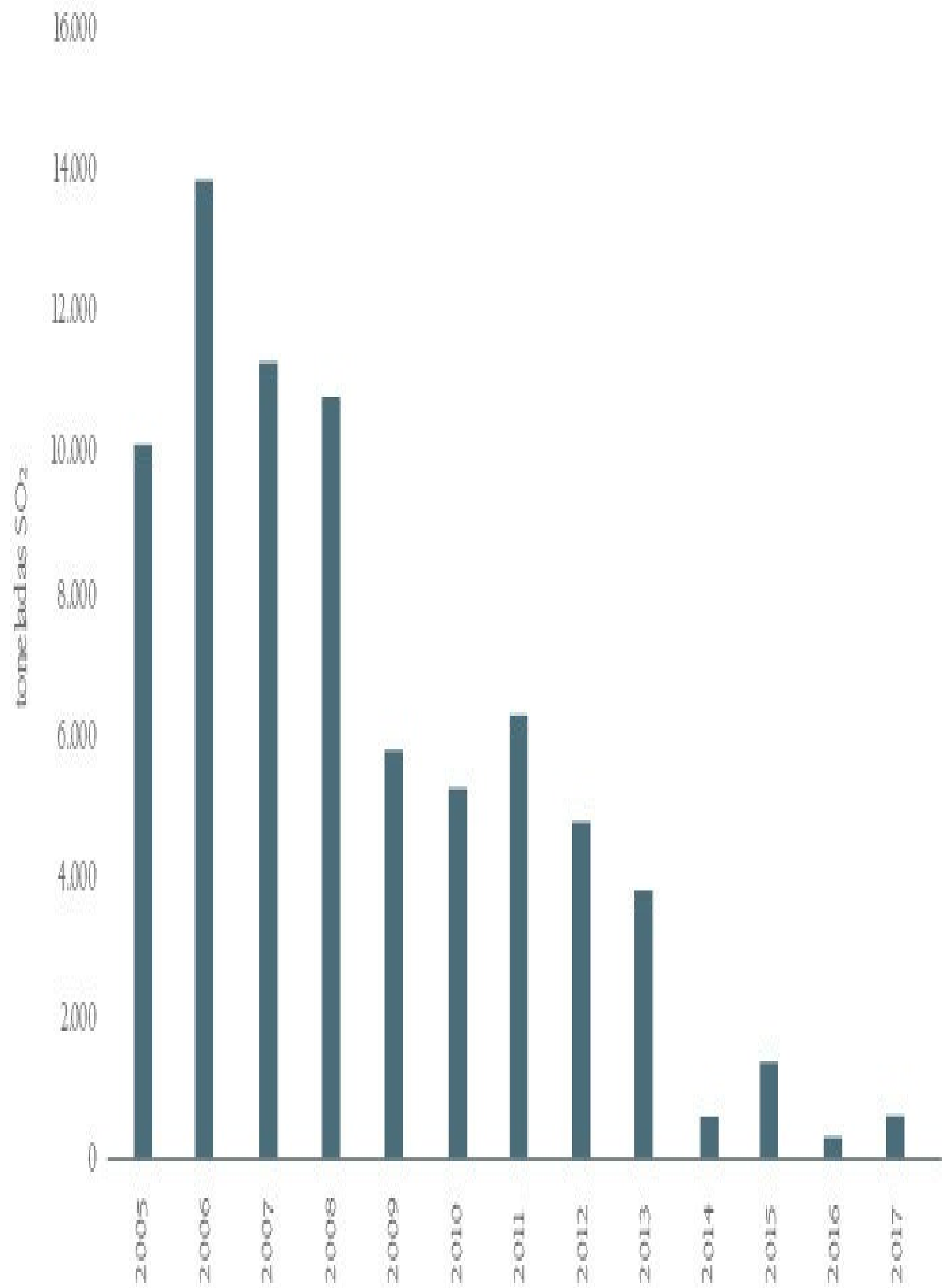
Fuente: Elaboración propia en base a información de la CNE.

Nota: no se presenta información para la región del Ñuble.

De la Tabla 23 también es posible observar que la Región Metropolitana concentra sólo el 0,1% de las ventas, lo que se explica por la normativa de emisiones, que hace muy difícil utilizar el petróleo N°6 en los procesos industriales y cumplir los estándares de emisiones. En el caso de la Región Metropolitana, la disminución en el uso de FO6 tiene origen en una serie de normativas que se incluyeron en los planes de descontaminación de la ciudad de Santiago. Los principales se incluyeron en el decreto N° 66 del año 2010, que estableció la norma de emisiones de SO2 para hornos y calderas en la Región Metropolitana. Dicha norma limitó la emisión a 30 nanogramos por joule (ng/J).

La reducción en el uso de FO6 fue rápida y las consecuencias en las emisiones se aprecian en la Figura 12, que indica que las emisiones de SO2 pasaron desde 10.815 a 608 toneladas en un período de 10 años.

Figura 12: Emisiones de SO2, Región Metropolitana, 2005-2017 (toneladas)



16,000
14,000
12,000
10,000
8,000
6,000
4,000
2,000
0
toneladas SO_2
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017

Fuente: Elaboración propia en base a información del RETC, MMA.

Por otra parte, y tratándose de los costos relativos del GN y el Fuel Oil, las perspectivas de precio dan cuenta de escenarios neutros para el GN en relación al FO6. Como ya hemos señalado, el mercado del GN se ha profundizado y los precios en los mercados internacionales se proyectan en torno a US$4/MMBTU, que, sumado a los costos de importación y regasificación, permiten proyectar precios en torno a US$5,5/MMBTU en el sector eléctrico. En el sector industrial, los menores volúmenes y los costos de transporte podrían justificar precios algo mayores para el GN, que estimamos en torno a US$7,5/MMBTU, que fluctuarán dependiendo de la cercanía a los puntos de importación. Dicho lo anterior, resulta necesario comparar dicha cifra con el precio del FO6. Según cifras de ENAP, el FO6 ha fluctuado desde US$490 la tonelada métrica (MT) el año 2018 a los US$250/MT en la actualidad (equivalente a US$6,1/MMBTU), precio que a su turno es consistente con un precio del petróleo en los mercados internacionales de US$38 el barril (menor precio en más de 5 años en el marco de un escenario de contracción histórico en la demanda). En el largo plazo sin embargo, los escenarios de evaluación son más bien neutros, donde el barril de petróleo se ubicaría cerca de los US$50 el barril, proyectado por la EIA para el 2021[57]. Así, el FO6 y el GN se deberían ubicar en niveles similares en cuanto a precio de largo plazo, esto es en torno a US$7,5/MMBTU.

En este marco, la sección siguiente evalúa los resultados potenciales de la sustitución de FO6 por GN en los procesos industriales. La simulación se centra en los efectos medioambientales de la medida y supone que los costos de largo plazo de ambos combustibles se ubican en niveles similares. Cabe señalar en este punto que la sustitución no requiere incurrir en grandes inversiones específicas; ello ocurre porque una gran parte de las fuentes fijas cuentan con la capacidad de quemar indistintamente combustibles líquidos y GN, y en caso de requerir inversiones, estas son menores[58].

4.3.1 Efectos de la Sustitución de Petróleos Pesados por GN

En esta sección simulamos el impacto, en términos de emisiones, que podría generar la sustitución de petróleos pesados por GN. Esta simulación considera que el estándar normativo de la Región Metropolitana se extiende paulatinamente al resto de las regiones en un contexto de neutralidad de precio del GN y FO6. Ello, considerando un plazo de adopción de 5 años para cumplir los estándares establecidos que permitirá que las calderas y hornos que no sean duales se adapten.

Para efectos de la estimación, se utilizan los siguientes factores de emisiones de una caldera industrial, según el tipo de combustible que utiliza:

Tabla 24: Factores de Emisión Caldera Industrial

Emisión	(kg/kg)		(kg/teracaloría)		Reducción (2)/
	Petróleo N°6	GN	Petróleo N°6 (1)	GN (2)	(1)-1
MP 2,5	0,00094	0,00017	90	11	-87%
NOx	0,00676	0,00226	644	152	-76%
SO_2	0,02364	0,00028	2.251	19	-99%
CO_2	3,09	2,69	294.286	180.850	-39%

Fuente: Elaboración propia en base a "AP-42: Air Emissions Factors and quantification" de la Agencia de Protección Ambiental (EPA).

Por otro lado, para estimar el volumen de recambio de FO6, se utilizan los m³ totales comercializados el año 2018 de dicho combustible. La Tabla 25 presenta los resultados. Así, es posible observar que si se recambia el 60% de petróleo N °6 por GN, se podría reducir en un 52% las emisiones de MP 2,5, en un 46% de las emisiones de NOx y hasta en un 60% las emisiones de SO2. Por otro lado, las emisiones de CO2 se reducirían en 360 mil toneladas, es decir, una reducción de 23,1%.

Tabla 25: Efecto Esperado Reemplazo Petróleo N°6 por GN

Contaminante (ton)	Situación actual	Reemplazo 60% por GN	Reducción de emisiones
MP 2.5	472	225	-52,3%
NOx	3.397	1.840	-45,8%
SO_2	11.880	4.812	-59,5%
CO_2	1.552.892	1.193.744	-23,1%

Fuente: Elaboración propia.

Esta medida es neutra en términos de costo fiscal y privado y, al igual que lo que ocurre en el sector eléctrico, descansa en la mayor profundidad que se aprecia en el mercado del GN internacional y su posibilidad de sustituir otros combustibles en base a capacidad que ya se encuentra instalada. Finalmente, la Tabla 26 resume los cambios propuestos en este capítulo.

Tabla 26: Resumen Sector Industrial Calderas y Hornos

¿Qué cambia?	Instrumento	Impacto esperado	Costo Fiscal
Extender la normativa de emisiones de SO_2 de la Región Metropolitana a todo el país.	Normativa de emisiones de SO_2 para calderas y hornos industriales.	Se reducen en un 60% las emisiones de SO_2 y en un 23% las emisiones de CO_2 de las calderas y hornos industriales.	**Sin costo fiscal. Neutral desde el punto de vista privado.**

Fuente: Elaboración propia.

Capítulo 5

Rol del Gas Natural en la reducción de emisiones del sector Calefacción

5.1 El Rol del Sector UTCUTS en el Cumplimiento de las Metas de Emisión

El sector UTCUTS destaca por ser el único que presenta la capacidad no sólo de emitir, sino también de absorber GEI. En efecto, en el año 2016, la absorción de CO2 superó en un 269% a las emisiones del sector, por lo que este presentó un saldo en sus emisiones netas de -69,7 millones de toneladas. La Tabla 27 muestra el desglose tanto de emisiones como absorciones del sector UTCUTS el año 2016, en la que se observa que el 96% de los gases liberados provinieron de la subcategoría “Pérdida anual de biomasa”. Cabe mencionar que de las 88 millones de toneladas asociadas a pérdida de biomasa, 65,9 millones correspondieron a la cosecha de árboles, asociada a la industria forestal, 19 millones al uso de leña y 3,2 millones a incendios forestales. Por otro lado, en cuanto a las absorciones, el sector eliminó de la atmósfera 161 millones de toneladas, 128 millones de las cuales fueron absorbidas por el incremento anual de la biomasa y 27,8 millones por la conversión de tierras agrícolas a forestales.

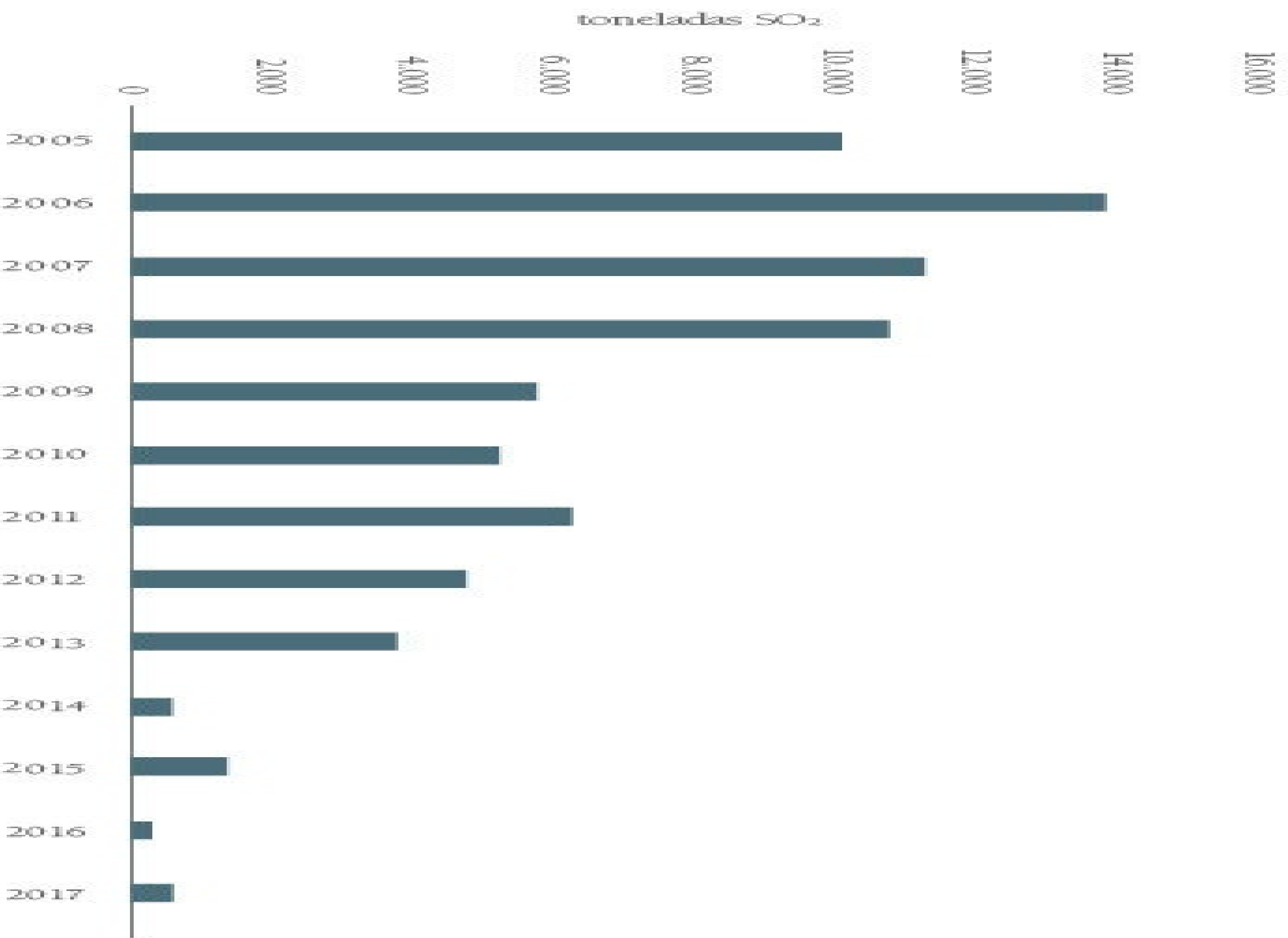
Tabla 27: Emisión y Absorción de GEI del Sector UTCUTS por Subsector (miles de toneladas), 2016

Sector UTCUTS	**CO_2 neto**	**Emisiones CO_2**	**Absorciones CO_2**	**Otros CO_2 eq**	**Emisiones netas CO_2 eq**
1. Tierras forestales	- 69.852	91.476	- 161.328	205	- 69.647
1.1 Tierras forestales que permanecen como tales	- 43.511	89.936	- 133.447	205	- 43.305
a) Incremento anual de biomasa	- 128.475	-	- 128.475	-	- 128.475
i. Bosque nativo	- 81.194	-	- 81.194	-	- 81.194
ii. Plantaciones forestales	- 47.281	-	- 47.281	-	- 47.281
b) Pérdida anual de biomasa	88.067	88.067	-	205	88.272
i. Cosecha	65.900	65.900	-	-	65.900
ii. Leña	19.003	19.003	-	-	19.003
iii. Incendios	3.164	3.164	-	168	3.332
1.2 Tierras convertidas en tierras forestales	- 26.341	1.540	- 27.881	-	- 26.341
2. Tierras de cultivo	1.550	1.550	-	1	1.551
3. Pastizales	1.661	1.875	- 214	4	1.665
4. Humedales	21	21	-	-	21
5. Asentamientos	369	369	-	-	369
6. Otras tierras	549	549	-	-	549
Total UTCUTS	- 65.703	95.839	- 161.542	211	-65.492

Fuente: Elaboración propia con información del INGEI (2018).

Sin perjuicio de lo mostrado en la tabla anterior, se debe tener en especial consideración las emisiones ocasionadas por los incendios forestales. Estas últimas dependen de los episodios de cada temporada, los cuales son por naturaleza irregulares. Así, los 3 millones de toneladas emitidos el 2016 no necesariamente constituyen la norma de este subsector. La Figura 13 da cuenta de aquello, en la que se observa que, en algunos años, las emisiones de CO_2 provenientes de incendios forestales pueden superar las 50 millones toneladas, como ocurrió el año 2017. En efecto, entre el 15 y el 30 de enero de ese año, la zona centro-sur de Chile se vio afectada por una serie de incendios forestales que tuvo como saldo más de 587 mil hectáreas afectadas, 3.000 damnificados y 10 personas fallecidas en los 15 días que duraron estos eventos, siendo las más afectadas las regiones del Maule, con 272 mil hectáreas destruidas, y O’Higgins, con 105 mil hectáreas.

Figura 13: Emisiones Provenientes de Incendios Forestales (millones de toneladas de CO_2eq), 1990-2017*



toneladas SO_2
0
2.000
4.000
6.000
8.000
10.000
12.000
14.000
16.000
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017

Fuente: Elaboración propia con información del INGEI.

* Dato del 2017 proveniente del RETC.

Cuando ocurren estos episodios devastadores, no sólo se multiplican las emisiones del sector UTCUTS –una hectárea de superficie quemada en un incendio forestal puede generar entre 70 y 90 toneladas de CO_2[59]– sino que también se reduce la capacidad de absorción que éste tiene, producto de la destrucción tanto de árboles nativos como exóticos. Los incendios forestales tienden a aumentar su probabilidad de ocurrencia en condiciones de sequía y de terrorismo. Esto último es de especial relevancia, considerando que la sequía que enfrenta Chile hoy es la peor de su historia y la ola de ataques terroristas, incendiarios y no incendiarios, se ha multiplicado desde octubre de 2019[60] [61].

Un ejemplo del incremento de la explosión planetaria de incendios forestales es lo acaecido entre octubre de 2019 y enero de 2020 en Australia, que tuvo en esa época su peor temporada, la cual ha coincidido con temperaturas en niveles récord y meses de severa sequía[62]. Se estima que, a la fecha del cierre de este informe, estos incendios han consumido 11 millones de hectáreas, liberando en torno a 400 millones de toneladas (equivalente al 100% de las emisiones totales de Australia en un año normal); ambas cifras corresponden a máximos históricos desde que se tiene registro[63] [64]. En este orden de ideas, resulta esencial para el cumplimiento de las metas de emisión el cuidado y correcto manejo de los bosques, incluida la prevención de incendios forestales, pues esto permite alcanzar la neutralidad comprometida al 2050 sin la necesidad de reducir completamente la generación de emisiones.

En cuanto a las dinámicas de absorción, corresponde diferenciar la captura realizada por árboles nativos y exóticos, estos últimos usualmente destinados a la industria forestal. Al respecto, cabe mencionar que todos los árboles en su etapa de crecimiento, independientemente de la especie, absorben más CO_2 del que emiten, diferencia que queda almacenada en su interior. Luego, al momento de

alcanzar su madurez, estos árboles se convierten en neutrales, es decir, emiten lo mismo que capturan, situación que perdura durante el resto de su vida. Así las cosas, la diferencia entre especies nativas y exóticas es que, mientras las primeras son plantadas de manera “permanente”, las segundas son cortadas al alcanzar su tamaño óptimo, siendo reemplazados por nuevos árboles con los que se repite el mismo proceso. Así, el aporte en absorción de emisiones de las plantaciones de bosque nativo puede ser pensado en términos de stock, mientras que el de las plantaciones forestales puede ser pensado en términos de flujo, dado su ciclo de vida[65].

Con todo, debe mencionarse que el bosque nativo presenta beneficios adicionales para el cuidado del medioambiente, más allá de la mera captura de CO2, destacando su aporte a la biodiversidad y mantención de especies, al mejor rendimiento y a la mayor conservación del agua, así como a la posibilitación de desarrollo de actividades de turismo y recreación[66]. En el caso particular de Chile, se debe además tener en consideración que algunos de sus bosques han sido catalogados como un hotspot prioritario para la conservación de la biodiversidad a nivel global[67] [68]. No obstante lo anterior, el bosque nativo nacional ha sido sistemáticamente deforestado a causa del corte ilegal de leña y, principalmente en el pasado, conversión a tierras agrícolas, lo que ha ocasionado efectos medioambientales negativos y significativos.

Si bien esto último data desde los inicios de la colonización del país desde el siglo XVI, la quema de grandes áreas, por medio de incendios intencionales para su reconversión en tierras destinada a cultivos y ganado, fue una práctica especialmente utilizada en la segunda mitad del siglo XX. A lo anterior se sumó como factor, aunque quizá parcial, el decreto ley 701 de 1974, vigente hasta 2012, el cual incentivó la industria forestal[69]. Con todo, se debe señalar que la deforestación del bosque nativo es un fenómeno que está lejos de ser controlado. Al respecto se pueden citar informes que señalan que tan sólo en la Isla de Chiloé se han perdido más de 10.000 hectáreas de bosque nativo en la última década, a una tasa de más 800 hectáreas al año[70]. Estos cambios en el ecosistema de la isla estarían afectando la disponibilidad de agua dulce para la población, obligando a abastecer a comunidades rurales con camiones aljibes en verano.

Lo anterior ayuda a contextualizar los acuerdos que ha suscrito Chile a nivel internacional en materia forestal, en los que el país se está comprometiendo a recuperar 200 mil hectáreas de bosque nativo; a reducir su degradación y deforestación; así como también a forestar 200 mil hectáreas adicionales, 100 mil de las cuales deben ser de carácter permanente, y de las cuales al menos 70 mil deben ser con especies nativas.

En lo que a la reducción de la degradación y deforestación respecta, se debe monitorear con especial cuidado la industria de la leña, combustible utilizado por el 30% de la población para calefacción, como se muestra en la Tabla 28. La importancia de su monitoreo radica en que este mercado no está regulado y los esfuerzos de fiscalización aún son incipientes, lo cual genera una serie de problemas, siendo uno de los más graves la tala de bosque nativo.

Tabla 28: Uso de Combustibles para Calefacción a Nivel Nacional

Tipo de Combustible	Participación
GLP (cilindro)	29%
Gas por red	4%
Parafina	14%
Leña o derivados	30%
Carbón	0%
Electricidad	7%
Energía Solar	0%
No usa	3%
No tiene sistema	13%
No sabe/No responde	0%

Fuente: Elaboración propia en base a información de la CASEN 2017.

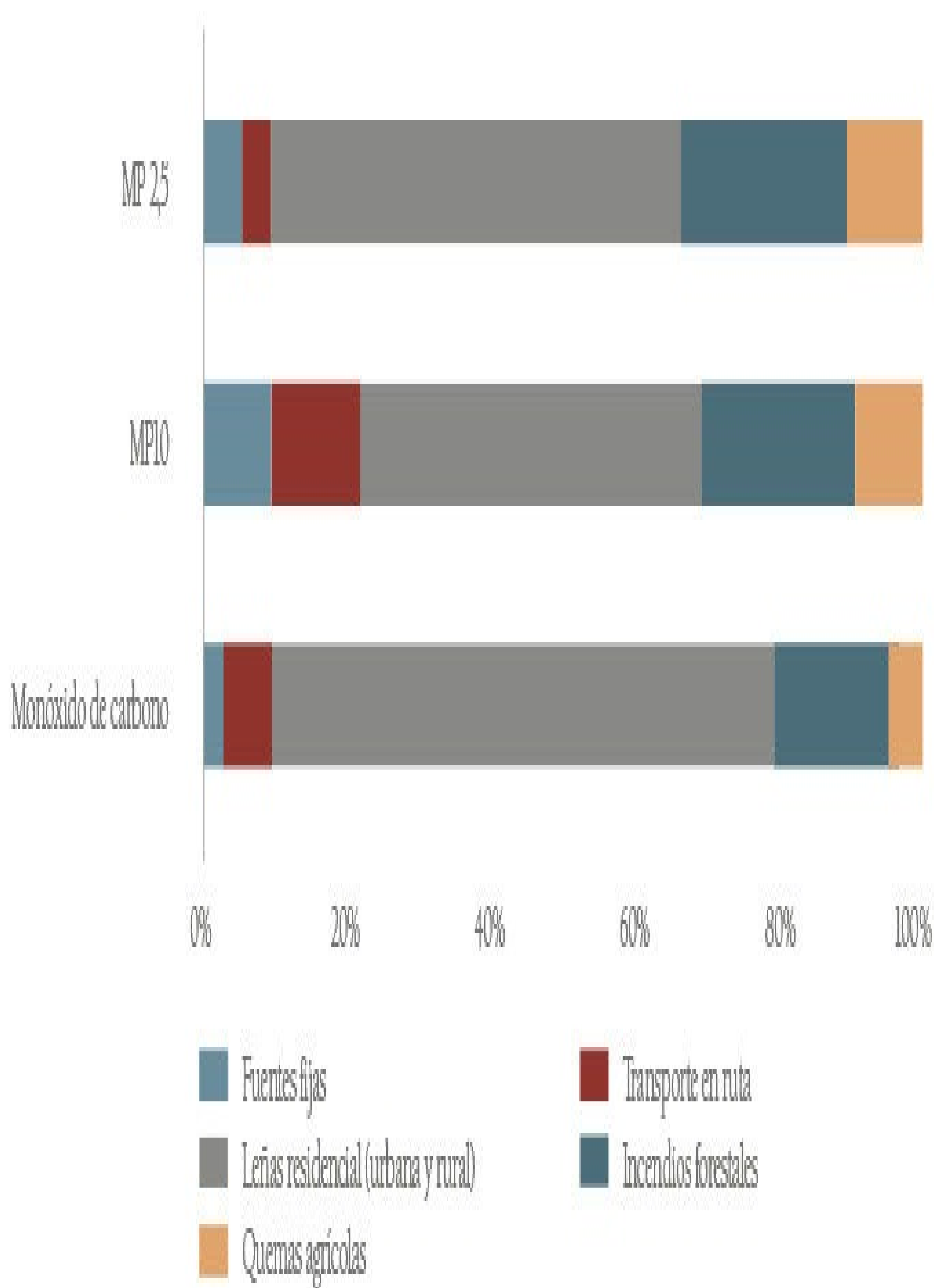
Así las cosas, en lo que sigue se analizarán aspectos medioambientales y regulatorios asociados al uso de la leña, haciendo especial énfasis en el rol que el gas natural puede jugar en la reducción de algunas de sus externalidades.

5.2 Rol del Gas Natural y Aspectos Regulatorios

El consumo de leña en Chile tiene asociado un alto impacto ambiental. A su efecto en la destrucción de bosque nativo, se suma la contaminación que genera su quema, la cual se estima en 19 millones de GEI, cifra equivalente al 56% de lo emitido por el sector generación eléctrica. Este efecto negativo en términos de emisiones se ve exacerbado por la quema de leña húmeda, cuya comercialización se encuentra asociada al mercado informal y a la tala ilegal de bosque nativo. En este sentido, y si bien existe un mercado formal de leña, el cual certifica la calidad y el origen de ésta, un porcentaje no menor de su oferta proviene del mercado informal, el cual no vela por el cumplimiento de los estándares óptimos y constituye una suerte de competencia desleal para el primero.

Respecto al estado en el que se comercializa y posteriormente se utiliza la leña, es importante mencionar que cuando ésta se encuentra húmeda, disminuye su potencial calórico, lo que se traduce en la necesidad de quemar más biomasa para calefaccionar un espacio de la que se requeriría si ésta se encontrase seca, provocando así una mayor contaminación[71]. Además, si la leña tiene una humedad alta, se genera una combustión incompleta, lo que se traduce en la emisión de niveles tóxicos de CO, CH4, $N^{2}O$, junto con carbono negro, los cuales tienen serios efectos en la salud, generando enfermedades respiratorias, especialmente en niños y ancianos[72]. Este problema es relevante, toda vez que el uso de leña es el principal responsable de las emisiones de CO y el MP a nivel nacional, hecho ilustrado en la Figura 14. Las soluciones que se han planteado al tema de la leña son varias; con mayor frecuencia el fomento del uso de leña certificada. Sin embargo, dificultades de fiscalización, junto con la escasa mantención que se les realiza a los calefactores, han impedido que esta estrategia obtenga resultados.

Figura 14: Emisiones de Monóxido de Carbono y Material Particulado por fuente, 2016


MP 2,5
MP10
Monóxido de carbono
0%
20%
40%
60%
80%
100%
Fuentes fijas
Transporte en ruta
Leñas residencial (urbana y rural)
Incendios forestales
Quemas agrícolas

Fuente: Elaboración propia con información del RETC.

Como consecuencia de lo anterior, varias localidades de Chile exhiben elevados niveles de contaminación, especialmente en invierno, por lo que el Ministerio de Salud ha debido declarar 19 de ellas como "zona saturada". La mayoría se encuentra en la zona sur de Chile, donde la leña es el principal combustible para calefacción (Tabla 29). Este hecho es especialmente preocupante, teniendo en consideración que 9 de las 10 ciudades más contaminadas de Sudamérica están en nuestro país

[73].

Tabla 29: Declaración de Zona Saturada

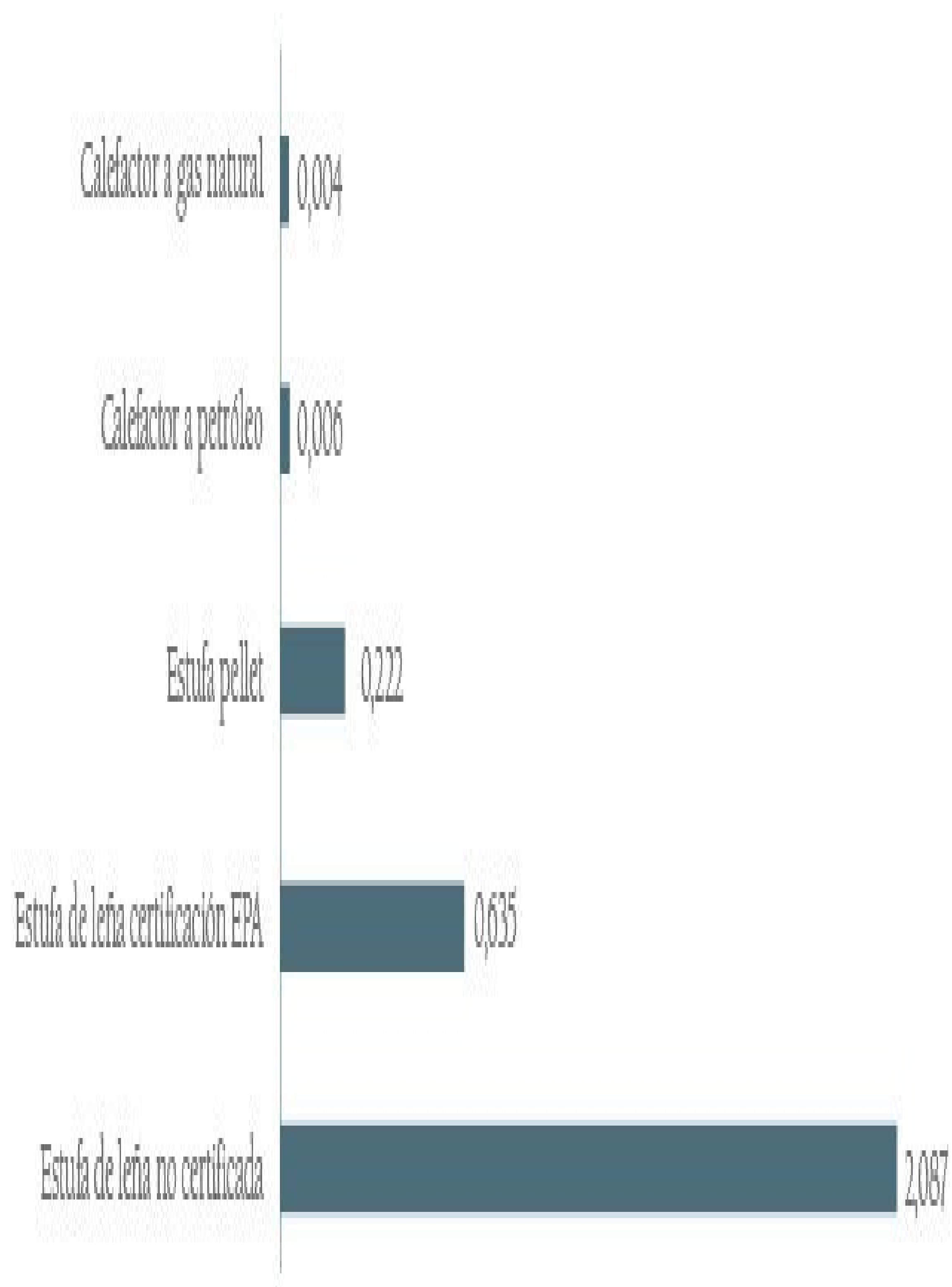
Región	Localidad	Decreto Supremo (D.S.) Zonas Saturadas	Participación Leña
II	María Elena y Pedro de Valdivia	D.S. 1162 de 1993 del MINSAL	1%
II	Calama	D.S. 57 de 2009 de MINSEGPRES	1%
II	Chuquicamata	D.S. 185 de 1992 de MINMIN y D.S. 55 de 2005 de MINSEGPRES (modifica D.S. 185 de 1992 de MINSEGPRES)	1%
II	Tocopilla	D.S. 74 de 2008 de MINSEGPRES y D.S. 50 de 2007 de MINSEGPRES	1%
III	Fundición Hernán Videla Lira	D.S. 255 de 1993 de MINSEGPRES	4%
III	Potrerillos	D.S. 18 de 1997 de MINSEGPRES	4%
IV	Andacollo	D.S. 8 de 2009 de MINSEGPRES	5%
V	Ventanas	D.S. 346 de 1994 de MINSEGPRES	18%
V	Catemu	D.S. 185 de 1992 de MINSEGPRES	18%
RM	Región Metropolitana	D.S. 131 de 1996 de MINSEGPRES	4%
VI	Valle Central Región de O'Higgins	D.S. 7 de 2009 de MINSEGPRES	47%
VI	Caletones	D.S. 179 de 1994 de MINSEGPRES	47%
VII	Talca y Maule	D.S. 12 de 2010 de MINSEGPRES	61%
VIII	Chillán y Chillán Viejo	D.S. 36 de 2012 de MMA	68%
IX	Temuco – Padre Las Casas	D.S. 35 de 2005 de MINSEGPRES y D.S. 2 de 2013 de MMA	86%
X	Osorno	D.S 27 de 2012 de MMA	89%
XI	Coyhaique	D.S. 33 de 2012 de MMA	88%

Fuente: Elaboración propia en base a información del MMA y de la encuesta CASEN 2017.

Cuando una zona es declarada saturada, el MMA establece un plan de descontaminación para la localidad, que tiene por objetivo reducir los niveles de MP, presentando una serie de medidas para aquella, así como su costo social asociado. En el caso de Temuco y Padre Las Casas, por ejemplo, el plan de descontaminación se basó en un recambio de calefactores de leña por calefactores nuevos a pellet, además de planes para mejorar la eficiencia térmica de las viviendas e incrementar la fiscalización de la leña comercializada. Sin perjuicio de los resultados que este plan de descontaminación pudo tener, este no buscó modificar el combustible principal utilizado por la población, en circunstancias que la biomasa (leña) es considerablemente más contaminante que otras alternativas. La Figura 15 da cuenta de aquello, en la que resalta que la calefacción en base a GN contamina extraordinariamente menos que cualquier alternativa basada en biomasa. Cabe mencionar que esta opción es perfectamente viable, especialmente en aquellos sectores en que ya se encuentra una red de distribución desplegada. Por ejemplo, el calefactor a gas solo contamina un 1,69% de lo que contamina un calefactor a pellet y apenas un 0,18% de lo que contamina una estufa de leña no certificada.

Esto último es de suma relevancia, porque cualquier plan de descontaminación basado en calefacción a GN requiere del despliegue de una red de distribución para su suministro a nivel de la ciudad, inversión que presenta un alto costo. En cuanto al despliegue actual de la red, cabe mencionar que éste se vio truncado por los problemas de abastecimiento de GN que tuvo Chile en la segunda mitad de la década del 2000. No obstante, como se ha mencionado en otras secciones de este informe, no se avizora que un hecho similar vuelva a ocurrir, dada la diversificación en los orígenes de las importaciones, lo que ha llevado a empresas como Metrogas a realizar proyectos de expansión en diversas regiones del país[74].

Figura 15: Emisiones de Material Particulado 2,5 (kg/MMBTU de equivalencia calórica)



Calefactor a gas natural
0,004
Calefactor a petróleo
0,006
Estufa pellet
0,222
Estufa de leña certificación EPA
0,635
Estufa de leña no certificada
2,087

Fuente: Elaboración propia en base a información de EPA, US.

Consecuentemente, el GN presenta un alto potencial para la sustitución de la leña en las zonas saturadas de contaminación, lo que permitiría reducir sustancialmente las emisiones de MP[75].

En este contexto, el GN requiere de condiciones copulativas para poder competir con la leña: una red de distribución desplegada, un costo del insumo con costos variables similares y el financiamiento de la reconversión hacia un combustible alternativo más limpio.

Teniendo lo anterior en consideración, en un contexto de red de distribución ya desplegada y en zonas declaradas saturadas, se recomienda incentivar, mediante subsidios, el recambio de calefactores a leña (o pellet) por estufas a GN. Asimismo, con el fin de alinear objetivos, se deberían incorporar otras tecnologías menos contaminantes a los esquemas de subsidios a la calefacción que se han concentrado en soluciones específicas como el pellet en estas localidades. Tal es el caso de Puerto Montt y Puerto Varas, que cuentan con una red desplegada de suministros de GN residencial desde 2019.

Por su parte, en los sectores donde la red de GN aún es incipiente, o está por desarrollarse, se debería aumentar la fiscalización de la leña, tanto respecto de su origen como su calidad.

5.3 Simulaciones

En este sector se propone potenciar al GN en la política de recambio de calefactores de uso residencial. De esta forma, se incentiva, a través de un subsidio, a los hogares que quieran utilizar un medio de calefacción menos contaminante. A modo de ejemplo, se presenta la evaluación de una política de este tipo a ser implementada en las ciudades de Osorno, Talca, Temuco y Gran Concepción[76]. Se debe destacar que es necesario realizar una campaña informativa para incentivar el recambio, la cual debe comunicar los beneficios del GN versus la leña, tanto en la disminución de la contaminación de la ciudad como la intradomiciliaria.

La elección de estas ciudades se sustenta en que estas, además de ser declaradas zonas saturadas de contaminación, cuentan con una red desplegada de distribución de GN. En Osorno ya existen dos empresas distribuidoras de GN con red de distribución desplegada, sumando más de 40 km de red[77], mientras que en Temuco existen más de 300 km de redes instaladas[78]. En Talca, a su turno, la zona de concesión contempla más de 19 kms de red de GN, que se comenzó a instalar en 2015[79]. En el Gran Concepción, GasSur ya cuenta con una red de más de 80 kilómetros [80].

De acuerdo con los planes de descontaminación, en Temuco existen actualmente más de 70 mil artefactos que funcionan a leña (cocinas y calefactores, entre otros), mientras que en Osorno hay casi 50 mil, en Talca son más de 30 mil artefactos, y en el caso del Gran Concepción hay un total de 177 mil calefactores a leña. Asimismo, de acuerdo a las cifras oficiales del MMA, las emisiones de MP 2,5 se estiman en 7.258, 6.298, 4.372 y 648 toneladas para Temuco, Osorno, Gran Concepción y Talca, respectivamente (Tabla 30)[81]. Dado lo anterior, el plan de descontaminación vigente tiene por objetivo recambiar 25.000, 27.000, 20.000 y 13.000 calefactores a leña en Osorno, Temuco, el Gran Concepción y

Talca, respectivamente.

Tabla 30: Número de Artefactos a Leña y Emisiones Anuales de MP 2,5 (*)

Comuna	Nº de artefactos a leña	Emisiones MP 2,5 (ton)
Osorno	49.756	6.298
Temuco	74.440	7.258
Gran Concepción	177.703	4.372
Talca	30.746	648

Fuente: Elaboración propia en base a los Planes de Descontaminación y RETC, MMA, y CASEN 2017.

(*) Corresponde a las emisiones de MP 2,5 asociadas al consumo de leña residencial en el año anterior a la declaración de zona saturada, 2014 en el caso de Temuco y Osorno y 2017 en el caso de Gran Concepción.

No obstante, el plan de descontaminación contempla que de los 85.000 artefactos que se recambien, más del 60% funcionen con un combustible distinto a leña. Teniendo en consideración que la calefacción con leña es más barata que a GN, que un 20% se recambie a GN parece una aproximación factible de obtener. Para efectos de esta simulación, se estimó la inversión requerida para que parte de dicho recambio se realice con calefactores que usen GN. En la Tabla 31 se presentan los resultados de un ejercicio de estas características, para un escenario en que el 20% de los calefactores nuevos son en base a gas, tanto en Temuco (5.400 artefactos) como en Osorno (5.000 artefactos), en el Gran Concepción (4.000 artefactos) y en Talca (2.600). Se concluye que, para lograr esa tasa de reemplazo, se requeriría realizar una inversión de US$8,5 millones, cuyo beneficio, en términos de emisiones, sería la reducción de hasta un 10% de las emisiones de MP en Osorno, respecto a los niveles actuales de contaminación. Dicha inversión podría ser subsidiada parcialmente por el Estado, teniendo en cuenta los beneficios sociales que esta iniciativa tendría en la salud de la población. Así, si el Estado subsidiase el 50% del costo del recambio, se requeriría de un desembolso público de US$4,25 millones de dólares, por lo que el costo promedio por calefactor a ser financiado por las familias sería de $190 mil pesos[82].

Tabla 31: Resultados de la Simulación de Recambio Calefactores a GN

Comuna	Artefactos a gas natural	Inversión recambio (MMUS$)	Reducción de emisiones MP 2,5
Osorno	5.000	2,5	10%
Temuco	5.400	2,7	7%
Gran Concepción	4.000	2,0	2%
Talca	2.600	1,3	8%
Total	17.000	8,5	5%

Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 32 sensibiliza estos resultados de acuerdo al porcentaje de equipos que son recambiados por calefactores a GN. Así, si esta participación alcanza al 40% en el recambio de calefactores, se reducen en un 10% las emisiones; esta medida tendría un costo de US$17 millones en estas comunas.

Tabla 32: Penetración de GN, Inversión Asociada y Reducción de MP 2,5, en Temuco, Gran Concepción y Osorno

Recambio GN	Inversión (MMUS$)	Reducción de emisiones MP 2,5
20%	8,50	5%
30%	12,75	8%
40%	17,00	10%
50%	21,25	13%

Fuente: Elaboración propia.

Con todo, se debe señalar que para que este cambio sea viable política y económicamente, se debe limitar la comercialización y el uso de leña. Asimismo, las condiciones de mercado apuntan a que el GN sea competitivo en los próximos años, tomando en consideración que el precio de la leña internalice las externalidades negativas —reflejadas en medidas y normas más restrictivas — y que promuevan además un uso más eficiente de energía, este escenario sería el "primer mejor". Finalmente, la Tabla 33 resume los cambios propuestos.

Tabla 33: Resumen Sector Calefacción

¿Qué cambia?	Instrumento	Impacto esperado	Costo Fiscal
Se recambian 17.000 calefactores a leña por artefactos a GN.	Los planes de descontaminación de las zonas saturadas, que dentro de sus objetivos está el recambio de calefactores a leña, por una tecnología menos contaminante.	Se reducen en un 5% las emisiones de MP en las ciudades de Temuco, Osorno, Talca y Gran Concepción.	**Costo fiscal de US$ 4,25 millones.**

Fuente: Elaboración propia.

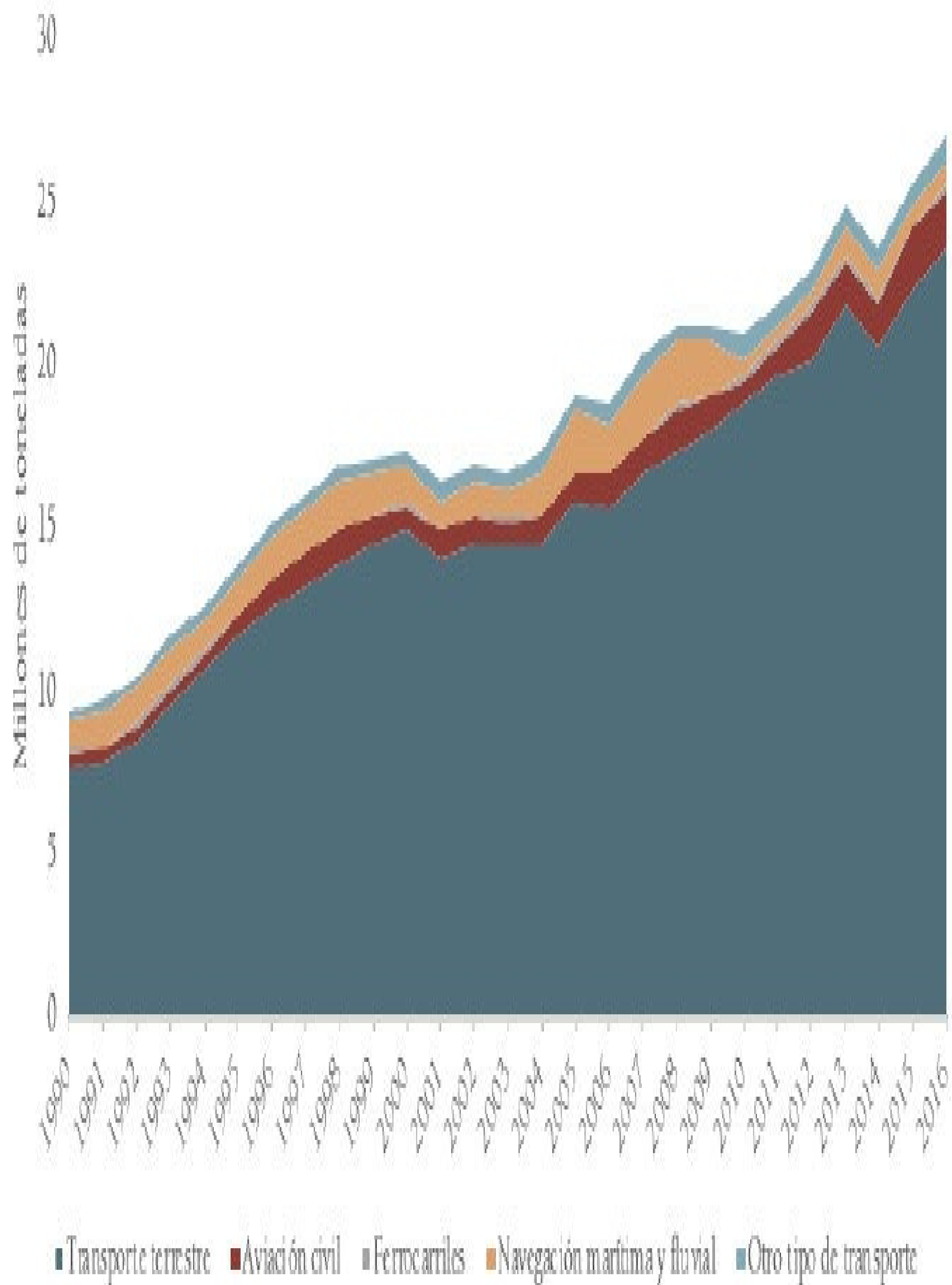
Capítulo 6

Rol del Gas Natural en la reducción de emisiones del sector Transporte

6.1 Caracterización de las Emisiones del Sector Transporte

Las emisiones del sector Transporte representan el 24% del total nacional, excluyendo al sector UTCUTS. Estas han venido creciendo sostenidamente desde el año 1990, pasando de 9,2 millones de toneladas de CO2 eq en dicho año 26,9 millones de toneladas en 2016. Este incremento obedece principalmente al aumento de los GEI provenientes del transporte terrestre: que dan cuenta del 88% del total no ferroviario (en adelante “el transporte terrestre”). Le sigue en importancia la aviación civil con un 6%, la navegación marítima con un 3% y el transporte ferroviario con un 1%.

Figura 16: Evolución de las Emisiones de GEI del Sector Transporte, según Modo de Transporte (millones de toneladas de CO2 eq), 1990-2016



30
25
20
15
10
5
0
Millones de toneladas
1990
1991
1992
1993
1994
1995
1996
1997
1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
Transporte terrestre
Aviación civil
Ferrocarriles
Navegación marítima y fluvial
Otro tipo de transporte

Fuente: Inventario Nacional de Emisiones de GEI (INGEI, 2018).

Por lo tanto, si se busca reducir las emisiones de GEI del sector transporte, se debe apuntar a disminuir aquellas que provienen del transporte terrestre. Dicho esto, el análisis para este sector considera también los impactos que tienen los distintos combustibles en términos medioambientales, más allá de las emisiones de CO_2 propiamente tales. Dentro de estos destacan las emisiones de gases contaminantes de efecto local, como el NO_x y el MP, las que tienen un significativo impacto en la salud pública, toda vez que las enfermedades respiratorias son la cuarta causa de muerte en el mundo y la tercera a nivel nacional[83].

6.2 Caracterización del Transporte Terrestre y sus Emisiones

No sorprende que el incremento en las emisiones del transporte terrestre correlacione fuertemente con el crecimiento del parque automotriz. Al respecto, se estima que sólo en los últimos 10 años el número de vehículos motorizados en circulación habría alcanzado niveles en torno a 5,4 millones de unidades, partiendo de 2,9 millones de unidades el año 2008. De éstos, el 91% corresponde a vehículos de transporte privado[84], el 3% a camiones, el 3% a buses y taxis y el 3% restante a otro tipo de vehículos. Cabe consignar que prácticamente la totalidad del parque automotriz actual opera con motores a diésel y a bencina, siendo los vehículos operados a gas y a electricidad prácticamente inexistentes (Tabla 34).

Tabla 34: Parque Automotriz por Tipo de Vehículo y Tipo de Motor, 2018

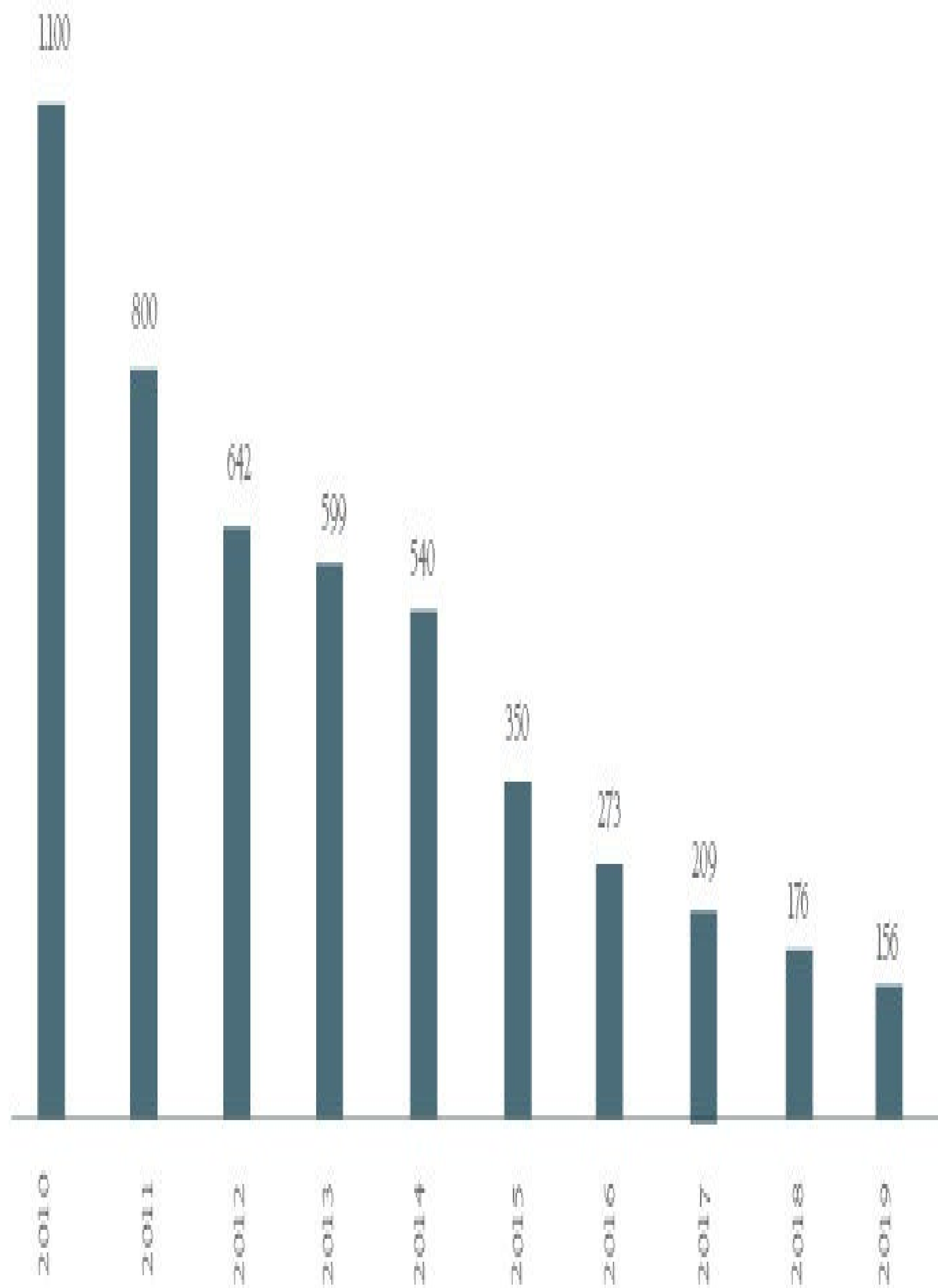
	Bencine-ro	Diésel	Gas	Eléctri-co	Total
Automóvil, station wagon y todo terreno	3.235.755	323.172	943	526	3.560.396
Camioneta	385.388	570.816	154	8	956.366
Furgón	73.238	131.852	28	28	205.146
Motocicleta (moto), motoneta y bicimoto	188.945	63	-	580	189.588
Camión simple	3.519	152.699	-	4	156.222
Taxi colectivo	41.019	15.771	3.842	6	60.638
Bus transporte colectivo	1.077	55.720	76	129	57.002
Taxi básico	28.036	2.596	3.445	2	34.079
Otros	15.818	146.216	956	177	163.167
Total	3.972.795	1.398.905	9.444	1.460	5.382.604
% Total	73,81%	25,99%	0,18%	0,03%	100,00%

Fuente: Elaboración propia con información del INE.

Destaca también el bajo crecimiento de automóviles eléctricos, en contraste con la irrupción que estos han tenido en otras partes del mundo. La participación de los vehículos eléctricos en las ventas de nuevos vehículos es superior al 2% en China y en la mayoría de los países desarrollados, mientras que en Chile esta participación no supera el 0,1%[85] [86]. Lo anterior se explica, en parte, por los ingresos relativamente bajos de los chilenos y la ausencia de subsidios directos a la compra de autos eléctricos en Chile.

En cuanto al costo de los vehículos eléctricos, el principal determinante es el costo de la batería, medido en dólares por kilowatt hora (US$/KWh), cuya evolución en los últimos 10 años se muestra en la Figura 17. Así, se observa que si bien el precio de las baterías ha caído de manera significativa en la última década, este aún sigue siendo alto y lejano al umbral que haría competitivo al vehículo eléctrico con el de combustión interna. Dicho umbral se ha establecido en torno a US$100/KWh, lo cual se prevé que podría ocurrir durante la segunda mitad de esta década[87].

Figura 17: Evolución del Precio de las Baterías para Vehículos (US$/KWh)



1100
800
642
599
540
350
273
209
176
156
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019

Fuente: Elaboración propia a partir de información publicada por Bloomberg.

Un análisis más detallado del transporte terrestre, en términos de emisiones, se puede realizar a partir de los datos del Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC), publicado por el MMA. El RETC reporta emisiones de CO2, así como el detalle de las emisiones de NOx y MP. Con todo, cabe señalar que la información reportada por el RETC es un subconjunto de la contenida en el INGEI, que ha sido usado mayoritariamente como fuente para los datos presentados en este documento. La Tabla 35 da cuenta de aquello, en la que se comparan las emisiones de CO2 provenientes del transporte terrestre, según se reporta en ambas fuentes. Así, se observa una diferencia de 9,9 millones de toneladas de CO2 entre una fuente de información y otra, de la cual el 91% se encuentra concentrada en camiones y buses. Esto último se explicaría porque las emisiones que se publican en el RETC corresponden únicamente al “transporte en ruta”, y excluyen las emisiones del “transporte fuera de ruta” (camiones mineros y tractores agrícolas, entre otros).

Tabla 35: Comparación de Emisiones de CO2 del Sector Transporte (miles de toneladas), 2016

Tipo de vehículo	INGEI	RETC	Diferencia
Automóviles	**8.290**	**7.370**	**920**
Taxis-Colectivos		1.303	
Vehículos Particulares		6.067	
Vehículos Medianos		23	
Camiones (ligeros y pesados) y autobuses	**15.226**	**6.275**	**8.951**
Camiones		823	
Buses		1.029	
Vehículos Comerciales		4.422	
Motocicletas	**95**	**82**	**13**
Total	23.611	13.726	9.885

Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 36, en tanto, muestra la participación de los distintos medios de transporte en la emisión de los distintos contaminantes. En ella se observa, por ejemplo, que los vehículos particulares y comerciales son los que más emisiones generan en los cuatro contaminantes reportados, debido a su gran número. En cuanto a camiones y buses, estos emiten el 14% y el 10% del MP 10 identificado, el 13% y 11% del MP 2,5, y el 17% y 23% del NOx, respectivamente.

Tabla 36: Emisiones de Transporte en Ruta por Tipo de Vehículo y de Contaminante, 2017

Tipo de Vehículo	Toneladas				Participación			
	CO_2	MP 10	MP 2,5	NOx	CO_2	MP 10	MP 2,5	NOx
Vehículos Particulares	6.009.002	2.145	638	17.455	43%	6%	9%	31%
Vehículos Comerciales	4.554.033	3.507	2.099	14.544	33%	10%	28%	26%
Buses	1.022.383	1.014	446	12.721	7%	3%	6%	23%
Camiones	974.548	1.381	546	9.528	7%	4%	7%	17%
Taxis-Colectivos	1.198.174	1.412	283	1.406	9%	4%	4%	3%
Motocicletas	85.048	105	43	344	1%	0%	1%	1%
Vehículos Medianos	7.036	394	59	37	0%	1%	1%	0%
No identificado	-	23.543	3.378	-	0%	70%	45%	0%
Total	**13.850.223**	**33.502**	**7.491**	**56.035**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

Fuente: Elaboración propia con información del RETC.

Teniendo esto en consideración, estimamos que existe una oportunidad para que, en ciertos segmentos, los vehículos a gas reemplacen a los que funcionan en base a diésel durante el período de transición. Lo anterior podría ocurrir, sin mayores costos, en los buses de transporte público y camiones, en línea con la experiencia internacional reciente. En efecto, la sustitución parcial o total de la flota de buses ya ha ocurrido en otras regiones del mundo, como en California, que cuenta con 2.250 buses que operan a partir de Gas Natural Comprimido (GNC)[88], en Delhi (4.700 buses a GNC)[89] y en Madrid (1.395 buses a GNC)[90]; por solo mencionar algunos ejemplos. En el caso de los camiones de carga en cambio, aquellos operados a gas aún son una tecnología incipiente en un mercado mundial dominado por vehículos a diésel y gasolina[91].

En línea con lo anterior, identificamos una oportunidad para que los buses con tecnología a gas incrementen su participación en la Región Metropolitana en el cortísimo plazo, tomando parte en la licitación de nuevos buses para la Red Metropolitana de Movilidad (RED, ex Transantiago), que se encuentra actualmente en curso[92].

Cabe señalar que, si bien el cambio desde un motor a diésel a uno a gas produce un efecto acotado en la reducción de emisiones de CO2 (en torno a 20%), sí existen reducciones significativas de NOx y de MP[93]. Así, un bus que opera con un motor a base de GNC emite un 90% menos de NOx y un 80% menos de MP que el bus a diésel más eficiente del mercado (Euro VI)[94].

Por último, sin perjuicio de lo señalado respecto de las mayores dificultades para la introducción del camión a base GNL, debe señalarse que tratándose de los camiones operados a GNL su baja penetración obedece a diversas razones. En

los últimos años estos han surgido como una alternativa a los camiones a diésel, dada la abundancia del gas natural y su bajo precio. Se estima que esta tecnología podría seguir desarrollándose en los próximos años, sujeto a que el costo relativo del GN siga siendo inferior al diésel, a que se desarrollen redes de transmisión y de distribución y a que se habiliten estaciones de recarga de GNL o GNC[95]. Para mantener abierta esta posibilidad, se debería incorporar al GNC en el beneficio tributario que permite recuperar una parte del impuesto específico a los combustibles pagado, aspecto que se analizará en la siguiente sección.

6.3 Rol del Gas Natural y Alternativas Regulatorias

Uno de los principales obstáculos que enfrenta el GNC para competir con el diésel es la inequidad en términos tributarios, específicamente en el pago del Impuesto Específico a los Combustibles (IEC), el cual data de 1985 y establece tributos diferenciados para cada tipo de combustible. La Tabla 30 presenta el IEC que se aplica actualmente a cada combustible, de la que se observa que el petróleo diésel paga un IEC de 1,5 UTM por m^3, mientras que el GNC paga 1,93 UTM por 1.000 m^3. Para comparar ambas tasas, se debe calcular el tributo por unidad calórica equivalente en uno y otro caso, medido como pesos por Mega Joule de energía ($/MJ). Así, se tiene que el petróleo diésel paga un IEC de $2,32 por MJ, mientras que el GNC tributa $2,98 por MJ, es decir, existe una diferencia impositiva del 22% a favor del combustible más contaminante. Dicha diferencia llega a un 31% a favor del diésel cuando se consideran la diferencia en rendimientos por kilómetro de los combustibles.

Esto se debe a que el impuesto fue establecido con fines recaudatorios para financiar la reconstrucción posterior al terremoto de 1985 en la zona central, por lo cual sus tasas no obedecen a ningún criterio medioambiental o de costo social, sino nuevamente recaudatorio. Más aún, en el caso de los vehículos para el transporte de carga, el diésel tiene un beneficio tributario adicional, consistente en la recuperación de hasta el 80% del impuesto pagado, lo que hace que el GNC sea un combustible aún menos competitivo en este segmento. En consecuencia, se evidencia un sesgo en la legislación actual que favorece el uso del diésel como combustible en desmedro de alternativas menos contaminantes. En efecto, y tal como ya hemos indicado, mientras el GNC emite un 90% menos de NOx que el diésel, en términos impositivos este paga un 31% más de impuesto.

Tabla 37: Impuesto Específico por Tipo de Combustible

Tipo de Combustible	Impuesto específico	$ /MJ	Variación respecto al GNC
Gasolina Automotriz	6,0 UTM por m^3	9,26	211%
Petróleo Diésel	1,5 UTM por m^3	2,32	-22% - 31% *
Gas Natural Comprimido	1,93 UTM por 1.000 m^3	2,98	0%
Gas Licuado de Petróleo	1,40 UTM por m^3	2,16	-27%

Fuente: Elaboración propia.

Nota: La diferencia es de un 31% cuando se consideran los rendimientos por kilometro.

El carácter distorsionador de este impuesto ha sido ratificado por estudios oficiales. En efecto, un estudio del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) para evaluarlo que estimó el impuesto óptimo para distintos combustibles, concluyó que, si se consideran todas las externalidades asociadas, el impuesto óptimo al diésel debiese incrementarse entre 347% y 509%, mientras que el de la gasolina debiese aumentarse entre 20% y 95%, no pronunciándose sobre el impuesto optimo en el caso del GNC[96].

Por otra parte, los argumentos técnicos y ambientales que favorecían el uso del diésel desaparecieron en su totalidad el año 2015, cuando se supo que las emisiones de motores diésel se encontraban adulteradas. En Estados Unidos, la Agencia de Protección Ambiental (EPA) declaró que los vehículos Volkswagen emitían 40 veces más NOx que el estándar legal[97], mientras que la Unión Europea indicó que las emisiones de NOx eran 20 veces más que lo permitido por el límite de la norma Euro6[98]. En línea con lo anterior, la OECD declaró en un estudio sobre impuestos a los combustibles de 2019, que no había ninguna base, en términos de externalidades, para gravar favorablemente al diésel versus otros combustibles, como la gasolina o el gas natural[99].

Actualmente, la OECD señala que se deberían establecer impuestos más altos para el diésel que para la gasolina para corregir por las externalidades negativas producidas por dichos combustibles.

En este orden de ideas, los países están comenzando a corregir sus impuestos específicos para incorporar factores medioambientales, estableciendo impuestos más altos para el diésel que para otros combustibles, a pesar de los eventuales efectos adversos en recaudación.

Es así como en los últimos años han adoptado modalidades tributarias que tienden a acercar los niveles de impuestos relativos entre diésel y la gasolina, mientras que en el caso del GN se ha optado por establecer un impuesto menor, de modo consistente con las menores emisiones que éste genera. Por ejemplo, en los países de la Unión Europea, la tasa mínima de impuestos que tienen actualmente la gasolina y el diésel es de $9,4 y 7,67/MJ, respectivamente, mientras que al GN se le aplica una tasa de $2,16/MJ. Algunos países como Italia han ido incluso más allá, eximiendo por completo al GNC y se ha optado por eximir al GNC del pago de impuestos a los combustibles[100].

Dicho lo anterior, se propone como "primer mejor" fijar los niveles de impuestos actuales a los combustibles en función de las externalidades de estos, en línea con las recomendaciones de la OECD. La Tabla 38 propone un nuevo esquema tributario para los combustibles en Chile, en línea con los niveles impositivos de la Unión Europea[101]. Bajo este esquema, el diésel aumentaría su carga tributaria de 1,5 UTM por m^3 a 4,9, equivalente a un incremento de 226%, mientras que el GN reduciría su carga tributaria en un 27%. Esta propuesta reconoce las menores emisiones que genera el GN al gravarlo a una tasa inferior a la del diésel. Además, la propuesta generaría en el corto plazo, una mayor recaudación, pues se duplicaría el monto actual recaudado por el IEC al diésel, que fue de US$487 millones en 2017. En el caso de la gasolina, se propone mantener el nivel impositivo que actualmente se ubica en 6 UTM/m^3, equivalente a $9,26 MJ.

Tabla 38: Propuesta impositiva diésel y GNC

Combus-tible	Impuesto actual (UTM)	Propuesta impositiva ($/MJ)	Impuesto propuesto (UTM)	Variación (%)
Diésel	1,5 UTM/m^3	7,56	4,9 UTM/m^3	226%
GNC	1,93 UTM/1.000 m^3	2,12	1,4 UTM/ 1.000 m^3	-27%

Fuente: Elaboración propia.

Así como se propone aumentar el impuesto al diésel, se propone incorporar el GN, GNC y GNL al beneficio tributario que permite recuperar hasta el 80% del impuesto específico pagado en los vehículos de transporte de carga. Este cambio es fundamental para que el alza del impuesto tenga efectos en ese sector, y se produzca un recambio de camiones, aunque sea incipiente, desde el diésel al GNC.

Por otro lado, como “segundo mejor” se propone que: i) se establezca una cuota de buses a GNC en la flota de RED, tal y como se hizo con los buses eléctricos, o ii) al interior de RED se establezca un sistema de pagos y compensaciones que refleje los impuestos óptimos indicados en el “primer mejor”. Ello se puede hacer, por ejemplo, cambiando los precios de combustibles considerados en la evaluación de las ofertas económicas de los licitantes, considerando, para la evaluación, los precios que se obtendrían en un escenario alternativo con los impuestos expuestos en la Tabla 31.

6.4 Simulación de la Flota de RED

Simulamos ahora los ahorros en emisiones que se generarían en la Región Metropolitana si parte de la flota de RED operara en base a GNC (el caso del "segundo mejor"). Este ejercicio podría replicar, por ejemplo, el resultado de un proceso de licitación, como el que se encuentra en curso, en que se están renovando 2.000 buses.

La composición actual de la flota se presenta en la Tabla 39. De la misma se desprende que el 94% de los buses opera en base a tecnologías convencionales basadas en diésel, mientras que el 6% restante corresponde a buses eléctricos. En cuanto a la flota a gas, esta es inexistente, a excepción de un bus a GNC que se pondría en circulación como parte de un proyecto impulsado por Metrogas y otras empresas del sector[102].

Tabla 39: Composición de la Flota de RED, 2019

Flota	N°buses	%
Flota Total RED	6.738	100,0%
Flota Buses Eléctricos	386	5,7%
Flota Buses Gas	1	0,0%

Fuente: Elaboración propia con información del Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones.

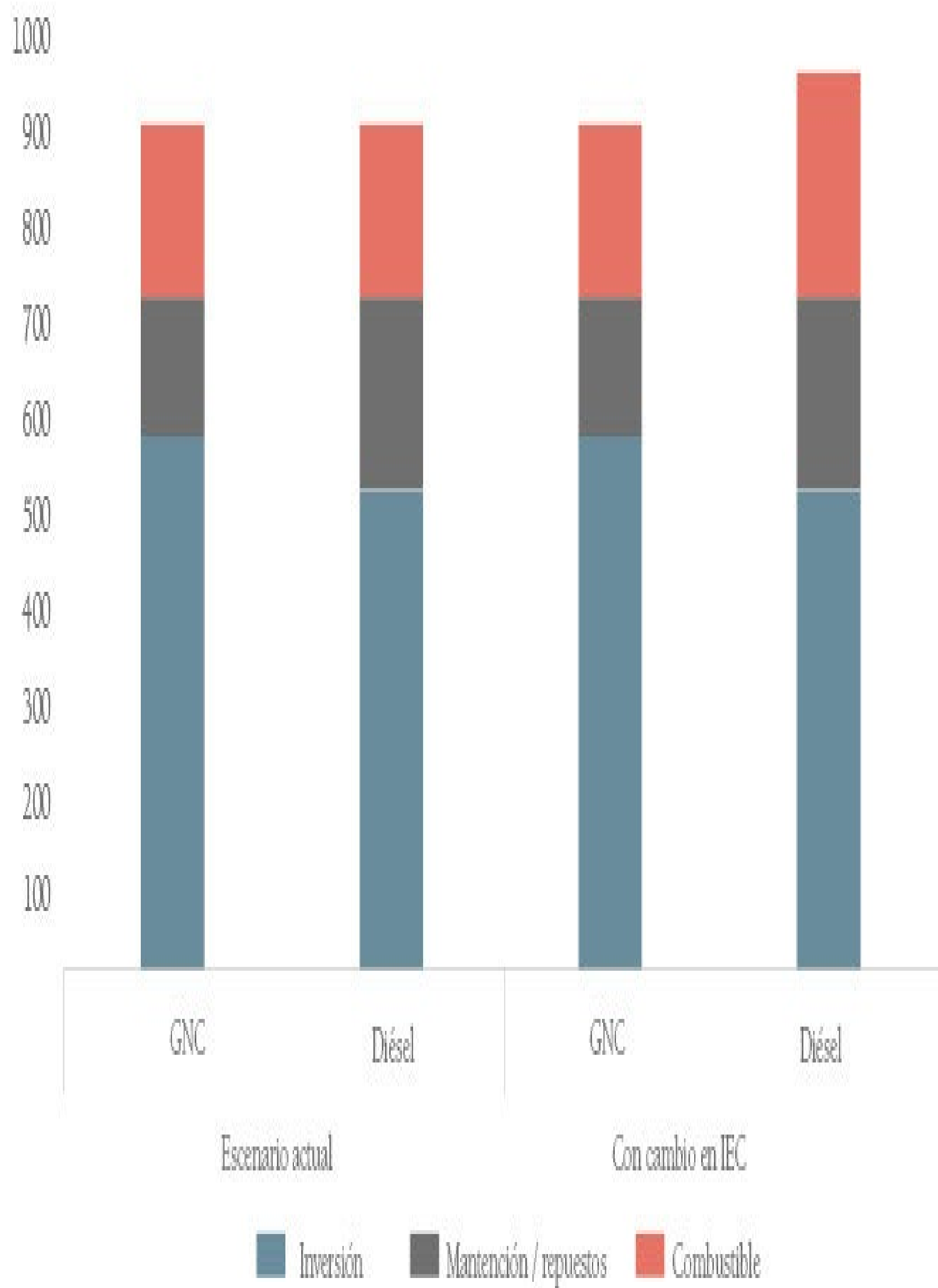
Respecto a la licitación en curso, ésta contempla la posibilidad de hacer oferta de buses con tecnología eléctrica, diésel, gas u otras, estableciendo un incentivo para la electromovilidad, el cual se materializa en el otorgamiento de un contrato de suministro por un período de 14 años, en circunstancias que, para las otras tecnologías, el período es de 10 años.

Aunque se valora el impulso a la electromovilidad, estimamos que los beneficios de la licitación podrían ser mucho mayores si se incorporase, en la licitación o en la norma general, alguna herramienta que permita al menos igualar el tratamiento tributario que tiene el GN respecto del diésel, como se ha indicado (el "segundo mejor" ya señalado).

En efecto, la información disponible indica que los costos de largo plazo de los buses a GN serían similares a los de diésel, incluso con la actual estructura tributaria. Por otro lado, un tratamiento tributario que considere las externalidades del diésel podría incentivar aún más la adopción de buses de GN por parte de los operadores, contribuyendo a superar la natural resistencia al cambio. La Figura 18 ilustra este punto, presentando la comparación del costo de largo plazo por kilómetro de un bus a GNC y a diésel[103]. Cabe señalar que dicha comparación fue realizada para buses de estándares comparables, que ofrecen un mismo nivel de servicio, y bajo las condiciones impositivas antes propuestas, es decir, un escenario donde el diésel paga un impuesto de 4,9 UTM/m^3 y el GNC de 1,4 UTM por 1.000m^3 (panel izquierdo de la figura). Destaca en este ejercicio que a nivel de costo de inversión y mantención, un bus en operado a GNC tiene un costo comparable con un bus a diésel, que es de un 1% más elevado. No obstante, con las modificaciones impositivas propuestas, el bus a GNC es un 6,3% más barato que un bus a diésel. Finalmente, si se siguen las recomendaciones planteadas en el informe del BID y se incrementa el impuesto

al diésel en un 509%, llegando a los 7,6 UTM/m^3, un bus a GN sería un 10% más económico.

Figura 18: Costo de Largo Plazo de un Bus a GNC y a Diésel, Escenario Actual y con Cambio en el IEC ($/km)


1000
900
800
700
600
500
400
300
200
100
GNC
Diésel
GNC
Diésel
Escenario actual
Con cambio en IEC
Inversión
Mantención / repuestos
Combustible

Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, los beneficios en términos de emisiones son amplios. Como se mencionó anteriormente, un bus a GNC emite un 20% menos de CO_2, un 90% menos de NO_x y un 80% menos de MP en comparación con un bus a diésel. En ese sentido, destacan los beneficios que tendría la adopción de esta tecnología en desmedro del diésel, por ejemplo, al producir menos enfermedades respiratorias en la población vulnerable (niños y adultos mayores) en zonas saturadas.

La Tabla 40 presenta los resultados de las simulaciones para distintos niveles de penetración del GNC en la flota de buses de Red. Por ejemplo, si la tecnología alcanza un 15% del total de la red, la reducción de emisiones de CO_2 llegaría a 4.865 toneladas, equivalente a 1,3% de las emisiones de los buses de la Región Metropolitana. En el caso de los contaminantes de alcance local la reducción relativa en la emisión total de los buses es mucho mayor. El NO_x se reduciría en casi un 6%, 289 toneladas, mientras que el MP disminuiría en un 5,2%. Por otro lado, con una penetración del 30%, las emisiones de NO_x y MP disminuirían en 11,7 y 10,5% respectivamente, las que resultan muy sustanciales.

Tabla 40: Resultados de la Simulación de Penetración de GNC en Red (disminuciones en toneladas)

% Flota Gas	Número buses	Disminución en CO_2	% CO_2 buses RM	Disminución en NOx	% NOx buses RM	Disminución en MP 2,5	% MP 2,5 buses RM	Disminución en MP 10	% MP 10 buses RM
5%	337	1.622	0,4%	96	2,0%	2	1,7%	2	1,7%
10%	674	3.244	0,9%	193	3,9%	4	3,5%	5	3,5%
15%	1.011	4.865	1,3%	289	5,9%	6	5,2%	7	5,2%
20%	1.348	6.487	1,7%	386	7,8%	8	6,9%	9	6,9%
25%	1.685	8.109	2,2%	482	9,8%	10	8,7%	11	8,7%
30%	2.021	9.726	2,6%	578	11,7%	12	10,4%	14	10,4%

Fuente: Elaboración propia.

Resulta especialmente relevante la reducción del MP, contaminante del cual el transporte público da cuenta del 11% en la Región Metropolitana, guardando directa relación con los episodios de emergencia ambiental. Al respecto, y si bien la ocurrencia de dichos episodios ha disminuido en la Región Metropolitana en los últimos años, principalmente por la prohibición del uso de leña en calefacción residencial, estos aún exceden los 20 episodios de alerta ambiental al año, los cuales aumentan las hospitalizaciones por enfermedades respiratorias, con el costo social que esto conlleva. Así, por ejemplo, un aumento desde 40 $\mu g/m^3$ a 50 $\mu g/m^3$ en la concentración de MP 2,5, con dos días de rezago, se asocia con un incremento en las hospitalizaciones cercano a un 2%, porcentaje que aumenta a 5% a los 8 días[104]. Es de menester destacar que dicha concentración de MP 2,5 está por debajo del nivel al que se decreta alerta ambiental[105]. Por lo tanto, la reducción del 5,2% en MP asociada a una penetración del 15% del GNC en la flota de RED tendría beneficios directos en la reducción de ocurrencia de este tipo de episodios.

Tabla 41: Episodios Críticos en la Región Metropolitana, 2015-2019

MP 2,5	2015	2016	2017	2018	2019
Alerta	34	27	25	33	24
Preemergencia	15	11	2	7	9
Emergencia	1	3	0	0	0
Nº total de episodios	50	41	27	40	33
Nºhoras en episodio	915	707	407	503	446

Fuente: Seremi de Salud de la Región Metropolitana.

Así, como la presente sección propone reemplazar buses de transporte público a diésel por GNC, dicha propuesta también se podría implementar en camiones de largo alcance u otro tipo de flotas que podrían funcionar a base de GNL.

6.5 Gas Natural y Transporte Marítimo

Las emisiones del transporte marítimo se estiman en 700 mil toneladas anuales, representando el 3% del total del sector transporte, como se mostró en la Figura 16. Cabe señalar que esta cifra corresponde casi completamente a las emisiones asociadas al cabotaje, pues en el INGEI no se tiene registro de los GEI emanados provenientes de la navegación internacional[106].

La Tabla 42 presenta la descomposición de la flota marina mercante nacional en el año 2018 (última información disponible), la cual se encuentra constituida por 253 embarcaciones, de las cuales un 67% corresponde a aquellas destinadas al transporte de carga y el 33% restante al transporte de pasajeros (ferrys, barcazas, entre otros).

Tabla 42: Flota marina mercante nacional, 2018

Embarcaciones	Cantidad
Carga General/Petroleros/Graneles	169
Transporte de Pasajeros	84
Total	253

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Directemar.

La Tabla 43 desglosa la carga movilizada el año 2018, según el tipo de operación. Se observa que el cabotaje movilizó un total de 13 millones de toneladas, equivalente al 10% de la carga total transferida en puertos nacionales.

Tabla 43: Toneladas Transferidas en Puertos Nacionales por Tipo de Operación, 2018

Operación	Toneladas	%
Cabotaje	13.437.055	10%
Exportación	66.064.303	47%
Importación	56.744.065	40%
Tránsito	3.971.048	3%
Total	140.216.471	100%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Directemar.

No obstante lo anterior, el impacto medioambiental que tiene este tipo de embarcaciones no se reduce únicamente a la emisión de GEI. Al respecto, es menester mencionar que los buques utilizan principalmente derivados del petróleo como combustible (ya sea petróleo, diésel o heavy fuel oil), cuyos derrames son altamente dañinos para el ecosistema marino. Lo anterior es una preocupación real, toda vez que este tipo de eventos ha ocurrido con frecuencia en Chile como se desprende de la Tabla 44. En este sentido, el GNL presenta una clara ventaja sobre sus alternativas como combustible principal para las embarcaciones. En efecto, en caso de un derrame en tierra o agua, el gas natural se evapora a la atmósfera, sin generar residuos, en circunstancias que el petróleo, al derramarse en el mar, genera una capa que obstruye la llegada de luz al área afectada, lo que impide el proceso de fotosíntesis de corales y algas marinas, que son los que dan sustento al ecosistema. A estos efectos se debe sumar la contaminación directa producida por la ingesta o contacto con los componentes altamente tóxicos que tiene el petróleo, pudiendo ocasionar la muerte de la flora y fauna marina del lugar. Se estima que los efectos de un derrame de petróleo y sus derivados pueden perdurar entre 10 y 20 años[107].

Asimismo, el GNL es menos inflamable que el petróleo, por lo que la combustión se genera únicamente cuando se dan tres factores específicos: presencia de oxígeno, concentración de gas natural entre 4,5% y 14,5% y un agente de ignición[108].

Tabla 44: Derrames de Petróleo, 2014-2019

Año	Lugar	Litros derramados
2019	Puerto Natales	40.000
2018	Tierra del Fuego	720.000
2016	Quintero	38.700
2015	Quintero	500
2014	Quintero	38.000
Total 837.200		

Fuente: Elaboración propia en base a información publicada en prensa.

Además de los aspectos antes mencionados, el GNL emite menos contaminantes que los combustibles que actualmente se utilizan en el transporte marítimo. Así, el recambio a GNL permite reducir hasta un 100%, 95% y 99% de las emisiones de SOx, NOx y MP respectivamente[109]. Ello posiciona al GNL como el principal reemplazante del heavy fuel oil como combustible de la flota marino mercante internacional en el corto plazo. Para el mediano y largo plazo, en tanto, se espera que el hidrógeno verde o el amoníaco sean los principales combustibles utilizados en el transporte marítimo[110].

La sustitución del petróleo por GNL en las embarcaciones ya está ocurriendo a nivel internacional, proceso de recambio que se ha acelerado en los últimos años, principalmente con la adopción de los nuevos límites de sulfuro en el combustible, impuestos por la Organización Internacional Marítima (IMO, por sus siglas en inglés) en su último convenio internacional para prevenir la contaminación por buques (MARPOL). Dicho organismo definió que los límites de sulfuro se reducirán hasta 0,50% m/m (masa por masa), desde 3,5% m/m, con el fin de disminuir la emisión de GEI y de óxidos de azufre, generada por el transporte marítimo. El organismo explica que los buques podrán cumplir con los límites si toman las siguientes medidas:

1. Uso de combustibles derivados del petróleo, cuyo contenido de sulfuro no supere el 0,5%.

2. Uso de sistemas de limpieza de gases de escape, conocidos como scrubber, en caso que utilicen un combustible que excede el 0,5% de sulfuro.

3. Uso de combustibles alternativos, como el GNL o el metanol.

Los nuevos límites de sulfuro han incentivado el recambio de buques o la reconversión de los existentes. A julio de 2019 había más de 150 órdenes confirmadas para nuevas embarcaciones a GNL en el mundo, lo que se sumaría a los 165 buques ya en operación. Con esto se llegará a corto plazo a una flota de más de 300 embarcaciones funcionando a GNL, equivalente al 0,6% de la flota total.

Si bien la penetración del GNL aún es incipiente, todo indica que las nuevas embarcaciones que se construyan funcionarán en base a este combustible, dado que este tipo de buques exhiben un retorno a la inversión superior que los que ocupan combustibles convencionales. Al respecto, y si bien históricamente el alto valor de los motores a GNL y los tanques fueron la principal barrera para el recambio, en los últimos años los precios han caído considerablemente, acotando la diferencia entre los buques a GNL y diésel.

Así las cosas, si bien a nivel nacional el impacto de cambiar los buques a GNL es acotado en términos de emisiones de GEI, sí tendría un impacto considerable al evitar los efectos adversos de un derrame de combustible, donde el GNL es menos perjudicial que los derivados de petróleo. Dicha sustitución tiene precedente en Europa, toda vez que las nuevas regulaciones, junto con precios de buques más competitivos, han abierto la puerta para que, en el corto plazo, el GNL sea el combustible principal en el transporte marítimo.

Al igual que en las secciones anteriores, la Tabla 45 presenta un resumen de las políticas antes propuestas, tanto para el transporte público como para el transporte terrestre.

Tabla 45: Resumen Sector Transporte.

Sector	¿Qué cambia?	Instrumento	Impacto esperado	Costo Fiscal
Transporte público	Se modifica el IEC, aumentando el impuesto al diésel (primer mejor). Un 15% de la flota de RED es a GN (segundo mejor).	Modificación del IEC. Incorporación del GN (GNC y GNL) en el beneficio tributario que permite recuperar el IEC. Asignación de cuota de buses a GN en la flota de RED.	En la Región Metropolitana, se reducen las emisiones de CO_2 en un 1,3%, mientras las emisiones de NOX y MP disminuirían un 6% y 5,2%, respectivamente.	**Sin costo fiscal. Neutral desde el punto de vista privado.**
Transporte marítimo	Adopción del GNL como combustible en el cabotaje	Ninguno, ocurre por las tendencias del mercado y cambios regulatorios internacionales.	Recambio a GNL permite reducir hasta un 100%, 95% y 99% las emisiones de SOx, NOx y MP, respectivamente. Elimina efectos perjudiciales en caso de derrame de combustible.	**Sin costo fiscal.**

Fuente: Elaboración propia.

Conclusiones

Chile, al igual que el resto del mundo, se encuentra transitando por un período de cambio tecnológico en el sector energético. Este proceso de transición se enmarca en un esfuerzo global por reducir las emisiones de GEI, provenientes en su mayoría de la quema de combustibles fósiles. Se han firmado una serie de acuerdos internacionales, donde nuestro país se ha comprometido a reducir sus emisiones de GEI. A lo anterior, se suman iniciativas públicas que tienen como fin descontaminar las ciudades, donde se busca reducir las emisiones de contaminantes locales, tan perjudiciales para la salud de la población en comunas como Mejillones y Puchuncaví.

Entendemos que en el largo plazo la generación eléctrica estará dominada por las ERNC, mientras que, en el transporte, la electromovilidad o el uso de hidrógeno será la solución. No obstante, aún quedan entre 10 a 20 años para llegar a ese escenario, lo cual supone un desafío para cualquier economía. En este proceso, donde los combustibles fósiles pierden participación, el GN aflora como una solución viable para acometer la transición, toda vez que, dentro de este tipo de combustibles, es el que menos contamina. Así, el GN sobresale como el combustible de la transición, hecho que ha sido destacado por varios organismos internacionales.

Así las cosas, nuestro país se encuentra en una posición muy favorable para afrontar la transición tecnológica, toda vez que se conjugan una serie de aspectos relevantes: grandes inversiones en GN ya realizadas y perspectivas favorables del precio del GN. Contamos con 2 puertos de regasificación, 4 gasoductos internacionales y 3.700 MW de capacidad instalada en base a GN. Lo anterior, nos permite lograr las metas comprometidas en GEI y contribuir a la disminución de contaminantes locales en las zonas industriales saturadas.

En lo que respecta al sector de generación eléctrica, las simulaciones acá realizadas dan cuenta que el GN resuelve, por sí solo, el 68% de la brecha que separa a Chile de la meta de emisión comprometida al año 2030. Asimismo, el GN contribuye a darle seguridad al SEN, mientras las ERNC ganan participación, evitando que la intermitencia de estas tecnologías genere cortes de suministro, a un costo razonable y con las menores emisiones posibles.

La Tabla 46 presenta un resumen de los sectores analizados. Dos hechos son importantes de destacar: i) los cambios más relevantes que se proponen se generan gracias a las tendencias del mercado, sin intervención, y ii) en la mayoría de las propuestas el costo fiscal es 0. Así, tenemos que, tanto en el sector eléctrico como industrial, el equilibrio en donde el GN actúa como el combustible de la transición se logra sin subsidios.

Por otro lado, en los sectores de transporte y calefacción el Estado juega un rol preponderante, dado que en estos sectores existen varias distorsiones que impiden al GN competir en igualdad de condiciones. Sin embargo, esto no significa grandes desembolsos de recursos públicos. En el caso del transporte, bastaría con corregir el IEC, para dejar de favorecer al diésel, lo cual no tiene costo, y ayudaría a reducir las emisiones de MP. Lo anterior no es la única solución posible. Establecer cuotas para buses a GNC en la flota de RED, también ayudaría a reducir las emisiones de MP. En el caso de la calefacción, la propuesta está enfocada en incentivar el recambio a calefactores en base a GN, en los hogares que así lo quieran. Lo anterior, tiene un costo fiscal de US$ 4,25 millones.

Finalmente, es menester mencionar que todos los cambios propuestos en el presente informe se encuentran alineados con las tendencias mundiales: promover la reducción de las emisiones de GEI y mejorar la calidad del aire en las ciudades.

Tabla 46: Resumen Sectores Analizados

Sector	¿Qué cambia?	Instrumento	Impacto esperado	Costo Fiscal
Eléctrico	Aumenta participación del GN en la generación de electricidad. Se dejan de emitir 4,1 millones de toneladas de CO_2	Políticas coadyuvantes: Neutralidad, o no discriminación del GN, en el reglamento de servicios complementarios.	Sustitución de carbón por GN permite reducir en un **13,7% las emisiones de CO_2** del sector eléctrico (4,1 millones de toneladas). En el escenario base, permite que **el sector eléctrico contribuya a resolver un 68% de la brecha** que separa a Chile de la meta de emisión comprometida al año 2030.	Escenario base **no tiene costo fiscal.**
Industrial-Minería	Uso del GN en camiones mineros fuera de ruta	Políticas coadyuvantes: Promoción de la innovación.	Se reducen las emisiones de la minería del cobre en 151,5 mil toneladas de GEI.	Recambio de la flota no tiene costo fiscal. Neutral desde el punto de vista privado.
Industrial calderas y hornos	Extender la normativa de emisiones de SO_2 de la Región Metropolitana a todo el país.	Normativa de emisiones de SO_2 para calderas y hornos industriales.	Se reducen en un 60% las emisiones de SO_2 y en un 23% las emisiones de CO_2 de las calderas y hornos industriales.	**Sin costo fiscal. Neutral desde el punto de vista privado.**

Calefacción	Se recambian 17.000 calefactores a leña por artefactos a GN, "primer mejor".	Los planes de descontaminación de las zonas saturadas, que dentro de sus objetivos está el recambio de calefactores a leña, por una tecnología menos contaminante.	Se reducen en un 5% las emisiones de MP en las ciudades de Temuco, Osorno, Talca y Gran Concepción.	Costo fiscal de US$ 4,25 millones.
Transporte público	Se modifica el IEC, aumentando el impuesto al diésel "primer mejor". Un 15% de la flota de RED es a GN "segundo mejor".	Modificación del IEC. Incorporación del GN (GNC y GNL) en el beneficio tributario que permite recuperar el IEC. Asignación de cuota de buses a GN en la flota de RED.	En la región Metropolitana, se reducen las **emisiones de CO_2 en un 1,3**%, mientras las emisiones de NO_X y MP disminuirían un 6% y 5,2%, respectivamente.	Sin costo fiscal. Neutral desde el punto de vista privado.
Transporte marítimo	Adopción del GNL como combustible en el cabotaje	Ninguno, ocurre por las tendencias del mercado y cambios regulatorios internacionales.	Recambio a GNL permite reducir hasta un 100%, 95% y 99% las emisiones de SOx, NOx y MP, respectivamente. Elimina efectos perjudiciales en caso de derrame de combustible.	**Sin costo fiscal.**

Fuente: Elaboración propia.

Figuras

Figura 18: Costo de largo plazo de un bus a GNC y a diésel, escenario actual y con cambio en el IEC ($/km)

Tablas

1 https://climate.nasa.gov/causes/

2 Es importante aclarar que un calentamiento de +1,5°C no es necesariamente el escenario base del IPCC, sino que corresponde al mandato que recibió de los países en la COP 21 para estimar los efectos que dicho +1,5 °C tendría y las políticas necesarias para evitarlo.

3 IPCC (2019). Special Report: Global Warming of 1,5°C.

4 Un estudio reciente contrastó las estimaciones realizadas por modelos climáticos publicados entre 1970 y 2007 con las variaciones efectivas en las temperaturas promedio, concluyendo que estas presentan una alta capacidad predictiva. Hausfather, Z., Drake, H. F., Abbott, T., & Schmidt, G. A. (2019). Evaluating the performance of past climate model projections. Geophysical Research Letters, 47, No. 1.

5 IRENA (2019). Renewable Energy Auctions: Status and Trends Beyond Price. Disponible en https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jun/IRENA_Auctions_beyond_pr

6 National Renewable Energy Laboratory, 2019. Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage. Disponible en:

https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73222.pdf

7 REN21, 2019. Renewables 2019, Global Status Report. Disponible en https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_full_report_en.pdf

8 Medido como porcentaje de la capacidad instalada del sistema.

9 Se estima que la inversión en gasoductos ascendió a US$1.775 millones (Anuario 2001, CDEC-SIC); la inversión en los dos puertos gasíferos a US$1.850 millones, correspondiendo US$750 millones a Mejillones y US$1.100 millones a Quintero (fuente: página web de los puertos gasíferos). Por otra parte, los 8.853 kms desplegados en red de distribución ascienden a una cifra del orden de US$1.180 millones si se considera un costo referencial de US$133.000 el km; y 16 centrales de generación, con un costo total aproximado de US$7.200 millones.

10 Se estima que el 2020 EE.UU. será un exportador neto de energía.

11 https://www.pwc.com.ar/es/publicaciones/vaca-muerta-invertir-en-energia-no-convencional.html

12 Si bien las perspectivas de precio son a la baja, la oferta, a su turno, se podría contraer en el mediano plazo, como resultado de las quiebras —que ya venían de antes— de empresas productoras de shale gas en Estados Unidos, lo cual podría

empujar el precio al alza (https://on.ft.com/2XrZMpf)

13 Jorge Quiroz y Andrea Tokman, ya en 2013 habían indicado, sobre la base del inminente cambio estructural del mercado internacional del Gas Natural, el rol que éste podría jugar en el futuro desarrollo energético de Chile. Ver “95 Propuestas para un Chile Mejor”, Grupo Res Pública, Propuesta 21

14 Este cociente emitido por Chile es algo inferior al 0,25%, que representa aproximadamente tanto la fracción del PIB del país en el PIB mundial como la participación de la población residente en Chile en la población mundial.

15 Los dos primeros compromisos se consideran “Metas de intensidad de carbono, sin incluir el sector UTCUTS”, mientras que las dos segundas corresponden a “Contribuciones específicas para el sector UTCUTS”.

UTCUTS es el sector Uso de la Tierra, Cambio de Uso de la Tierra y Silvicultura.

16 NDC de Chile, Primera Actualización, 2019. Documento actualmente disponible, en versión propuesta, en: https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2019/10/Propuesta_actualizacion_NDC_Chile_2019.pdf

17 El primer compromiso se considera “Meta incondicional transversal a la economía, sin incluir al sector UTCUTS”, mientras que las tres restantes corresponden a “Metas incondicionales específicas para el sector UTCUTS”.

18 Emisiones acumuladas se entenderán como la sumatoria de las emisiones anuales, de un período de años determinado, excluyendo el sector UTCUTS. https://energia.gob.cl/panel/mesa-de-trabajo-descarbonizacion

19 Este término se utiliza cuando se analiza el ciclo completo del combustible en los automóviles, desde la extracción (pozo) a la quema.

20 IPCC (2014) based on global emissions from 2010. Details about the sources included in these estimates can be found in the Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.

21 Los factores de potencial de calentamiento global empleados en la elaboración de las estadísticas nacionales siguen los lineamientos internacionales establecidos en el Cuarto Informe de Evaluación (AR4) del IPCC.

22 De acuerdo a los criterios internacionales para el reporte de emisiones, se identifican cinco sectores: energía, que incluye todas las actividades de quema de combustible; procesos industriales y uso de productos (IPPU, por sus siglas en inglés), en el que se encuentra la minería y la industria química, entre otros; agricultura, en donde se incluyen, por ejemplo, las emisiones de la fermentación entérica y los suelos agrícolas; residuos, que agrupa las emisiones provenientes de la disposición de desechos sólidos y el tratamiento de aguas servidas, entre otros; y el uso de la tierra, cambio del uso de la tierra y silvicultura (UTCUTS), en el que se incluyen las emisiones de la biomasa y por incendios forestales. En el caso de este último sector, cabe señalar que aquí también se contabilizan las

emisiones que son absorbidas por la tierra y los bosques, reportándose así el neto entre las emisiones generadas y las absorbidas.

23 Corresponden a las emisiones directas del sector industrial. Para más detalles, revisar Capítulo 5 de este documento.

24 En el aire, este gas absorbe la luz solar, elevando la temperatura de la atmósfera. Por otra parte, cuando se deposita en la nieve, el hielo reduce el albedo, que es el porcentaje de radiación que absorbe cualquier superficie; un albedo bajo calienta el planeta.

25 https://www.who.int/phe/health_topics/outdoorair/climate-reducing-health-risks-faq/es/

26 https://www.atsdr.cdc.gov/es/toxfaqs/es_tfacts175.html

27 La información de la Tabla 6 corresponde a datos publicados por el Inventario Nacional de GEI, publicado por el Ministerio del Medio Ambiente y da cuenta de las emisiones totales de GEI de nuestro país por todas las fuentes emisoras. Es por esto que se opta por utilizar esa fuente de información.

28 Además, hay 683 MW de generación en prueba, que aún no inician servicio, donde 587 MW (85%) corresponden a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) (521 MW son de plantas eólicas).

29 La única excepción que tendió a favorecer a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) fue la Ley de Impulso a las Energías Renovables, conocida como la Ley 20/25, que apuntaba a que para 2025 el 20% de la generación nacional fuese en base a ellas. No obstante, a partir del año 2019 dicha ley dejó de ser una restricción activa, al lograrse la cuota objetivo.

30 https://www.cne.cl/prensa/prensa-2017/11-noviembre-2017/valor-de-la-energia-mas-bajo-en-la-historia-de-las-licitaciones-en-chile/

31 La capacidad óptima de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) fue obtenida del documento "Mesa ERNC. Una mirada participativa del rol y los impactos de las energías renovables en la matriz eléctrica futura".

32 Ziegler, M. S. et al. (2019). "Storage Requirements and Costs of Shaping Renewable Energy Toward Grid Decarbonization". Joule. doi: 10.1016/j.joule.2019.06.012, pp 2142.

33 Emisiones efectivas de las centrales a carbón y a gas del año 2018, informadas al Ministerio del Medio Ambiente por las centrales termoeléctricas, con razón del cálculo del impuesto a los contaminantes al aire estipulado en el Artículo 8 de la Ley 20.780.

34 IEA (2019). The Role of Gas in Today's Energy Transitions.

35 https://www.lanacion.com.ar/economia/gas-de-mendoza-a-chile-nid74169

36 En 1998, las emisiones de CO_2 alcanzaron las 0,55 ton/MW; en 2004 dicho valor llegó a 0,33 ton/MW.

37 https://www.emol.com/noticias/economia/2004/04/02/143708/cne-protesta-ante-argentina-por-corte-de-suministro-de-gas.html

38 http://www.gnlquintero.com/nosotros/historia.htm

39 Consistente con los factores de planta de una central hidroeléctrica reversible. Dicho supuesto es conservador, toda vez que las baterías podrían no presentar grandes pérdidas de almacenamiento.

40 Diferencia estimada sobre las emisiones de GEI al 2016, estimadas en 111,7 millones de toneladas de CO_2.

41 Se utilizan los siguientes factores de emisión: para el carbón, 0,87 toneladas de NO_x por GWh generado y 0,023 toneladas de MP por GWh generado. Para el GN, 0,18 toneladas de NO_x por GWh generado y 0,008 toneladas de MP por GWh generado. Estos corresponden a las emisiones de las comunas Coronel y

Quillota, respectivamente.

42 Es importante destacar que las simulaciones son sensibles al escenario hidrológico: como regla general, ante un escenario hidrológico húmedo las emisiones de CO_2 disminuyen, al igual que la participación del GN en la matriz, en comparación con un escenario hidrológico seco.

43 En el año 2018, las emisiones de NOx y MP asociadas a la generación eléctrica totalizaron las 33.852 y 1.531 toneladas, respectivamente, de acuerdo con la información recabada por el Ministerio del Medio Ambiente en virtud del cobro del impuesto a las emisiones (Articulo 8, Ley 20.780).

44 Información recabada del informe "Actualización de la proyección de emisiones 2017-2030 y análisis de medidas de mitigación de CO_2 eq", elaborado por POCH para Generadoras de Chile, junio 2017.

45 Cochilco, "Informe de actualización de emisiones GEI directos en la minería del cobre al año 2015".

46 Para más detalles, ver el 3º Informe Bienal de Actualización de Chile sobre Cambio Climático.

47 En este contexto, las 14 empresas de la Gran Minería en Chile que conforman el Consejo Minero acordaron reportar públicamente a partir de este año sus

emisiones de GEI en Chile. En un ámbito relacionado, el Fondo Soberano de Noruega, que posee casi el 1,5% de todas las acciones de las compañías que cotizan en bolsa a nivel global, decidió excluir de su portafolio, en razón de sus emisiones de GEI, a tres empresas, dos de las cuales son mineras con operaciones en Chile (Glencore y Anglo American). También puso “en observación” a BHP, que opera tres yacimientos en nuestro país.

48 Cochilco (2020). “Emisiones de gases de efecto invernadero directos e indirectos en la minería del cobre al año 2019”.

49 OECD/IEA (2017). “The Future of Trucks: Implications for energy and environment”.

50 https://im-mining.com/2019/02/15/cats-dgb-dual-fuel-technology-cuts-costs-emissions-la-herradura-gold-mine/

51 https://www.teck.com/noticias-es/historias/2016-es/behind-the-pilot--lng-truck-conversion-at-fording-river-operations-es

52 Tercer Inventario Nacional de Emisiones (2018).

53 McKinsey (2019). “Chile’s Optimized Pathway to Net Zero Carbon Emissions by 2050”.

54 Energy 2 Business (2020). “Trayectoria del Sector Energía hacia la Carbono Neutralidad en el contexto del ODS7”.

55 Simulaciones realizadas para la reconversión de un camión minero al comienzo (15 años) o a la mitad de su vida útil (7 años). Como supuestos base, se asume que un camión recorre anualmente 6 mil horas, con un consumo promedio de 350 litros de diésel por hora. Para realizar la reconversión de un camión minero, se asume un CAPEX asociado de US$500 mil y un OPEX adicional de US$25 mil. En términos de eficiencia, en tanto, se usa como supuesto base que 1 litro de diésel equivale a 2 m^3. Los precios de los combustibles utilizados en el flujo de caja fueron US$7/MMBTU para el caso del GNL y de US$12,3/MMBTU para el caso del diésel. Finalmente, se asumió una tasa de descuento del 10% para el cálculo del VNA.

56 https://www.nwga.org/resources/natural-gas-facts/

57 EIA (2020). “Short-Term Energy Outlook (STEO)”, US Energy Information Administration. Julio 2020.

58 A modo de ejemplo, un EULA-Chile de 2014 señala que en Concepción el 100% de las calderas y hornos industriales que utilizan FO6 requieren inversiones mínimas para funcionar a gas natural. EULA-Chile (2014). “Análisis del impacto económico y ambiental del abastecimiento estable de GNL al sector industrial del Concepción Metropolitano”.

59 Cálculo basado en los incendios forestales en California, disponible en: https://ww3.arb.ca.gov/cc/inventory/pubs/ca_wildfire_co2_emissions_estimates.p

60 https://ciencia.nasa.gov/un-futuro-m%C3%A1s-seco-crea-las-condiciones-para-m%C3%A1s-incendios-forestales

61 https://elpais.com/sociedad/2019/10/11/actualidad/1570808769_903888.html

62 https://www.bbc.com/news/world-australia-50951043

63 https://www.washingtonpost.com/weather/2020/01/24/australia-bush-fires-have-nearly-doubled-countrys-annual-greenhouse-gas-emissions/

64 https://www.ft.com/content/c068339e-3c55-11ea-b232-000f4477fbca

65 El aporte en la absorción de emisiones de la industria forestal asume que su uso final no es la combustión de la leña.

66 Keith, Heather, et al. "Contribution of native forests to climate change mitigation–A common approach to carbon accounting that aligns results from

environmental-economic accounting with rules for emissions reduction". Environmental Science & Policy 93 (2019): 189-199.

67 Se definen como hotspots prioritarios aquellas regiones con más de 1.500 especies endémicas donde el hábitat original ha sido alterado por el hombre.

68 Myers, Norman, et al. "Biodiversity hotspots for conservation priorities." Nature 403.6772 (2000): 85

69 Miranda, Alejandro, et al. "Native forest loss in the Chilean biodiversity hotspot: revealing the evidence". Regional Environmental Change 17.1 (2017): 285-297.

70 https://www.radioagricultura.cl/nacional/2019/08/25/chiloe-perdio-mas-de-10-mil-hectareas-de-bosque-nativo-en-una-decada-por-lena.html

71 https://www.biobiochile.cl/noticias/sociedad/consejos/2019/05/10/por-que-no-deberias-usar-lena-humeda-en-estufas-y-cocinas.shtml

72 http://www2.elo.utfsm.cl/~elo383/apuntes/PresentacionBiomasa.pdf

73 https://www.duna.cl/noticias/2019/03/06/de-las-diez-ciudades-mas-contaminadas-en-sudamerica-nueve-estan-en-chile/

74 http://www.metrogas.cl/empresa/index.php?controller noticia&noticia_id 292

75 http://cambridgecarbonfootprint.org/blog/wood-burning/

76 Corresponde a las comunas de Lota, Coronel, San Pedro de la Paz, Hualqui, Chiguayante, Concepción, Penco, Tomé, Hualpén y Talcahuano.

77https://www.biobiochile.cl/noticias/nacional/region-de-los-lagos/2017/11/29/conocida-empresa-inicia-primera-distribucion-de-gas-natural-en-osorno.shtml

http://www.revistaei.cl/2017/09/01/lipigas-inaugura-red-de-gas-natural-en-osorno-con-plan-de-inversion-de-us116-millones/

78 https://www.latercera.com/noticia/gnl-llega-en-febrero-a-temuco-y-busca-ganarle-terreno-a-la-lena/

79 Decreto que otorga a GasValpo la concesión definitiva de distribución de gas de red para la comuna de Talca, región del Maule. https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1073381

80 Corresponde a la red desplegada en las comunas de Concepción, Talcahuano, Chiguayante, San Pedro de la Paz, Hualpén y Los Ángeles. https://www.gassur.cl/Gas-Natural/

81 Las menores emisiones en el Gran Concepción se dan porque el clima de la zona es templado cálido, mientras que en Temuco el clima es templado lluvioso y en Osorno hay un clima oceánico. Así, en estas últimas dos ciudades las condiciones geográficas favorecen las bajas temperaturas, aumentando el uso de calefacción residencial.

82 Considera un tipo de cambio de $750/US$.

83 https://www.who.int/news-room/fact-sheets/detail/the-top-10-causes-of-death

INE (2017). Anuario de estadísticas vitales, 2017.

84 Incluye la suma de las categorías automóvil, camioneta, furgón y motocicleta.

85 Participaciones internacionales provenientes del documento “Global EV Outlook 2019” de la International Energy Agency (2019).

86 Participación en el mercado nacional estimada a partir del "Informe del Mercado Automotor. Diciembre 2019" de la Asociación Nacional Automotriz de Chile.

87 https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-as-market-ramps-up-with-market-average-at-156-kwh-in-2019/

88 https://www.socalgas.com/for-your-business/natural-gas-vehicles/Metro

89 Krelling, Christian, and Madhav G. Badami. "CNG and diesel urban buses in India: A life-cycle cost comparison." International Journal of Sustainable Transportation (2019): 1-15.

90 https://www.emtmadrid.es/Empresa/Somos/NuestraFlota.

91 Las principales incluyen el costo de los tanques de los camiones, estimado en US$2,4 por megajoule (MJ) de almacenamiento, que corresponden a cilindros criogénicos diseñados especialmente para mantener baja la temperatura; el costo de los equipos requeridos para la recarga de combustible (tanques de almacenamiento criogénico, sistemas de enfriamiento y dispositivos de seguridad que impidan el incremento de la presión del combustible almacenado); la necesidad de capacitar a los camioneros para la recarga de combustibles; entre otras.

92 http://www.mtt.cl/archivos/23125

93 Grijalva, Edwin R., and José María López Martínez. “Analysis of the Reduction of CO2 Emissions in Urban Environments by Replacing Conventional City Buses by Electric Bus Fleets: Spain Case Study”. Energies 12.3 (2019): 525.

94 Rodman Oprešnik, Samuel et al. “Real-World Fuel Consumption, Fuel Cost and Exhaust Emissions of Different Bus Powertrain Technologies”. Energies 11.8 (2018): 2160.

95 International Energy Agency. “The future of trucks”. https://www.iea.org/reports/the-future-of-trucks

96 https://www.latercera.com/noticia/economistas-enumeran-razones-que-justifican-el-impuesto-a-las-bencinas/

97 https://www.npr.org/sections/thetwo-way/2015/10/08/446861855/volkswagen-u-s-ceo-faces-questions-on-capitol-hill

98 https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri OJ:L:2007:171:0001:0016:EN:PDF

99 Van Dender, K. (2019). “Taxing vehicles, fuels, and road use: Opportunities for improving transport tax practice”, OECD Taxation Working Papers, No. 44, OECD Publishing, Paris. https://doi.org/10.1787/e7f1d771-en

100 Lo que se traduce en un impuesto al diésel de $7,67/MJ, utilizando un tipo de cambio de $832/€ (diciembre 2019). Por otro lado, en la UE el impuesto al GN en transporte es de €2,6/GJ, que es equivalente a $2,16/MJ. Transport & Environment, 2018. “CNG and LNG for vehicles and ships—The facts”. Octubre 2018.

101 Se ocupa la relación entre impuesto al diésel y la bencina de la Unión Europea de 0,82, y manteniendo el impuesto nacional a la bencina en $9,26/MJ, se obtiene el impuesto el impuesto al diésel nacional de $7,56/MJ (9,26*0,82). En el caso del GNC, la relación entre impuesto al GNC y la bencina en la UE es de 0,23.

102 http://www.metrogas.cl/empresa/index.php?controller noticia&noticia_id=321

103 Costo de inversión, mantenciones, reposiciones y combustible para un horizonte de evaluación de 10 años.

104 Matus C., P., & Oyarzún G., M. (2019). Impacto del Material Particulado aéreo (MP 2,5) sobre las hospitalizaciones por enfermedades respiratorias en

niños: estudio caso-control alterno. Revista Chilena de Pediatría, 90(2), 166-174. http://dx.doi.org/10.32641/rchped.v90i2.750

105 Se decreta alerta ambiental cuando la concentración de 24 horas de MP 2,5 se encuentre entre los rangos de 80-109 µg/m3. Decreto 12 que establece la norma primaria de calidad ambiental para material particulado fino respirable MP 2,5. https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma 1025202

106 Cabe mencionar que la navegación fluvial es cercana a cero, puesto que casi no existen ríos navegables en Chile. Respecto a los que sí cumplen con las condiciones de navegabilidad (Calle Calle, Maule, Valdivia, entre otros), estos son navegados por pocas embarcaciones.

107 https://www.bbc.com/mundo/internacional/2010/04/100428_derrame_petroleo_c

108 http://www.gnlquintero.com/nuestra_energia/que_es.htm

109 SEA\LNG, SGMF, 2019. "Well-to-wake GHC emission study on LNG as a marine fuel". https://sea-lng.org/wp-content/uploads/2019/06/190410_SEALNG_GHG_Messaging_Document_DIGI compressed.pdf .

110 https://www.dnvgl.com/expert-story/maritime-impact/Forecasting-the-

effects-of-world-fleet-decarbonization-options.html .